

Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff

Dennis Krieg

Forschungszentrum Jülich GmbH
Institut für Energie- und Klimaforschung (IEK)
Brennstoffzellen (IEK-3)

Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff

Dennis Krieg

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek.
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der
Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte Bibliografische Daten
sind im Internet über <<http://dnb.d-nb.de>> abrufbar.

Herausgeber
und Vertrieb: Forschungszentrum Jülich GmbH
Zentralbibliothek, Verlag
D-52425 Jülich
Telefon (02461) 61-5368 · Telefax (02461) 61-6103
E-Mail: zb-publikation@fz-juelich.de
Internet: <http://www.fz-juelich.de/zb>

Umschlaggestaltung: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Druck: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Copyright: Forschungszentrum Jülich 2012

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment Band / Volume 144

D 82 (Diss., RWTH Aachen University, 2012)

ISSN 1866-1793
ISBN 978-3-89336-800-6

Vollständig frei verfügbar im Internet auf dem Jülicher Open Access Server (JUWEL)
unter <http://www.fz-juelich.de/zb/juwel>

Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil des Werkes darf in irgendeiner Form (Druck, Fotokopie oder
in einem anderen Verfahren) ohne schriftliche Genehmigung des Verlages reproduziert oder
unter Verwendung elektronischer Systeme verarbeitet, vervielfältigt oder verbreitet werden.

KONZEPT UND KOSTEN EINES PIPELINESYSTEMS ZUR VERSORGUNG DES DEUTSCHEN STRAßENVERKEHRS MIT WASSERSTOFF

von Dennis Krieg

KURZFASSUNG

Brennstoffzellen und Wasserstoff haben das Potenzial, einen wesentlichen Beitrag zu den Herausforderungen des künftigen Straßenverkehrs zu leisten. Die wichtigsten sind:

- Das Reduzieren von globalen und lokalen Emissionen
- Das Verringern von Importabhängigkeiten
- Der Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands
- Die ausreichende Verfügbarkeit des Energieträgers

Wasserstoff erweist sich als der geeignete Energieträger, weil er mit jeder Primärenergie hergestellt werden kann und sicherheitstechnisch mit Erdgas vergleichbar ist. Langfristig kann durch den Einsatz von erneuerbaren Energiequellen, wie z.B. via Windstromelektrolyse, emissionsfreies Fahren ermöglicht werden.

Damit Wasserstoff als Treibstoff für Pkw verwendet werden kann, muss eine flächendeckende Versorgungsinfrastruktur geschaffen werden. Diese unterscheidet sich stark von der Versorgung mit Benzin oder Diesel. Für große Mengen Wasserstoff eignet sich, ähnlich wie beim Erdgas, am besten der gasförmige Transport in Pipelines. Dieser Ansatz wurde jedoch im Detail bisher noch nicht untersucht. Es ist insbesondere unklar, welche Rohrmaterialien verwendet werden sollen, weil Wasserstoff einen negativen Einfluss auf deren Stabilität hat.

Das Ziel dieser Arbeit besteht darin, ein technisches Konzept für ein Pipelinesystem zu entwerfen, welches den deutschen Straßenverkehr mit Wasserstoff versorgt. Aufbauend auf den Annahmen der Studie GermanHy, wurden alle wichtigen technischen Fragestellungen, wie z.B. die allgemeinen Materialanforderungen, die Einspeisung, der Transport und die Ausspeisung des Wasserstoffs untersucht. Bezüglich der Materialien wurden im Rahmen dieser Arbeit verschiedene Möglichkeiten identifiziert, um die Versprödungssicherheit zu gewährleisten.

Am Beispiel Deutschland wurden der Aufbau und die Länge eines Pipelinesystems sowie dessen monetäre und ökologische Aspekte untersucht. Mit einer Monte-Carlo-Simulation wurde jeweils eine Wahrscheinlichkeitsdichte für die Investition und die spezifischen Kosten berechnet. Um diese Ergebnisse in den gesamten Kontext einzubetten, wurden auch die Herstellung, die Speicher und die Tankstellen monetär bewertet. Darüber hinaus wurde weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf herausgestellt.

In dieser Arbeit wurde angenommen, dass 14 Quellen insgesamt 9.860 Tankstellen mit Wasserstoff versorgen. Für das überregionale Transmissionsnetz wurde eine Länge von 12.000 km berechnet. Für den Transport auf lokaler Ebene wird ein Distributionsnetz von 36.000 km Länge benötigt. Das Pipelinesystem kostet im Erwartungswert insgesamt 23 Mrd. €. Für das Pipelinenetz, inkl. Verdichtern, Betriebs- und Stromkosten, fällt spezifisch im Erwartungswert ein Aufschlag von 0,79 €/kg H₂ an. Dieser Wert ist im Vergleich zu Literaturangaben vorsichtig konservativ.

CONCEPT AND COST OF A PIPELINE SYSTEM TO SUPPLY HYDROGEN TO FUEL CELL CARS IN GERMANY

by Dennis Krieg

ABSTRACT

Fuel cells and hydrogen have the potential to be essential contributors for meeting the challenges of the future traffic sector. The key challenges include:

- reducing global and local emissions
- reducing import dependencies
- preserving Germany's competitiveness
- ensuring sufficient availability of the energy carrier

Hydrogen is assumed to be the most appropriate energy carrier, since it can be produced via any primary energy and in terms of security is comparable to natural gas. In the long run, renewable energy, e.g. via wind power electrolysis, will make emission-free driving feasible.

In order to use hydrogen to fuel cars, a comprehensive distribution infrastructure is required. This is completely different than the case of conventional fuels such as gasoline or diesel. Large amounts of hydrogen can be transported in a gaseous state in pipelines, as is common practice for natural gas. This option has not been examined to date. In particular, at the moment no suitable material has been identified for transporting hydrogen, which degrades the stability of the pipe.

The aim of this thesis was to design a technical concept for a pipeline system that would make it possible to supply hydrogen to fuel cell cars. Using the assumptions of the study GermanHy, crucial technical questions were investigated. These questions comprise aspects such as general material requirements, feed-in, transportation and feed-out of the hydrogen. With respect to the material challenges, different potential possibilities are provided in order to ensure that no embrittlement will occur.

Taking Germany as an example, the design and length of the pipeline system were investigated as well as the related economic and ecological aspects. A Monte Carlo simulation was conducted in order to calculate the probability density of both the investment and the specific cost. These results were placed in the overall context by calculating the economic impact of production, storage and fuelling stations. This thesis, furthermore, identified areas with a need for further research and development.

It was assumed that 14 sources will provide hydrogen for 9,860 fuelling stations. The length of the national transmission grid was calculated to be 12,000 km. Transportation at the regional level will require a distribution grid of 36,000 km. The overall expected costs of the pipeline system are € 23 billion. Taking into account compression, O&M and electricity yields a specific cost of € 0.79 €/kg H₂. Compared to values reported in the literature, this is rather conservative.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Motivation	2
1.2	Zielsetzung und Gliederung der Arbeit	5
2	Wasserstoff als Kraftstoff für Pkw	7
2.1	Brennstoffzellen und Wasserstoff als Teil der zukünftigen Elektromobilität	7
2.2	Überblick über den aktuellen Wasserstoffmarkt	10
2.3	Zusammenfassung	12
3	Physikalische Grundlagen	13
3.1	Thermodynamische Eigenschaften von Wasserstoff	13
3.2	Permeation von Wasserstoff durch Feststoffe	21
3.3	Bruchmechanik	27
3.4	Wasserstoffversprödung	35
3.5	Rohrströmung	41
3.6	Wasserstoffkompression	44
3.7	Zusammenfassung	47
4	Technische Komponenten	49
4.1	Sicherheitsaspekte	49
4.2	Vorgelagerte Komponenten	50
4.2.1	Wasserstoffherstellung	51
4.2.2	Reinigungsverfahren für Wasserstoff	54
4.2.3	Großtechnische Speicherung	62
4.3	Rohrleitungen	71
4.3.1	Materialien	71
4.3.2	Betriebseinfluss	76
4.3.3	Vermeidung der Wasserstoffversprödung	82
4.3.4	Stand der Technik	87
4.3.5	Leitungskosten	93
4.3.6	Zusammenfassung und weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf	97
4.4	Verdichter	101
4.4.1	Allgemeine Verdichterprinzipien	102
4.4.2	Verdrängungsmaschinen	103
4.4.3	Turbomaschinen	108
4.5	Nachgelagerte Komponenten	111
4.5.1	Entnahme aus dem Pipelinenetz	113
4.5.2	Wasserstofftankstellen	115
4.6	Zusammenfassung	116
5	Transport- und Verteilungsnetze	119
5.1	Verteilung mit Rohrsystemen	120
5.1.1	Prinzipieller Netzaufbau	120

5.1.2	Druckverluste in Abhängigkeit der Auslegung	124
5.1.3	Anschluss der Tankstellen an das Distributionsnetz	130
5.2	Alternative Versorgungskonzepte	134
5.3	Vergleich der Versorgungsmöglichkeiten	136
5.4	Zusammenfassung	143
6	Wasserstofftransport per Pipeline in Deutschland	145
6.1	Nachfrageverteilung und Anschluss der Tankstellen	145
6.2	Geografische Verteilung des Angebots	151
6.3	Verlauf und Länge des Pipelinenetzes	153
6.4	Kostenfunktion des Rohrleitungssystems	158
6.5	Abschätzung der Pipelinesystemkosten für Deutschland	162
6.6	Zusammenfassung	169
7	Gesamtkosten für die Bereitstellung von Wasserstoff	171
7.1	Herstellungskosten	171
7.2	Bereitstellungskosten an der Tankstelle	176
7.3	Vergleich der Umweltauswirkungen	179
7.4	Zusammenfassung	182
8	Diskussion der Ergebnisse und Literaturabgleich	185
8.1	Investitionskosten des Pipelinesystems	185
8.2	Gesamtkosten für den Wasserstoff	189
9	Zusammenfassung und Ausblick	193
9.1	Zusammenfassung	193
9.2	Ausblick	197
10	Anhang	199
10.1	Abbildungsverzeichnis	199
10.2	Tabellenverzeichnis	203
10.3	Verzeichnis der Akronyme und Formelzeichen	207
10.3.1	Akronyme	207
10.3.2	Chemische Symbole	207
10.3.3	Griechische Formelzeichen	208
10.3.4	Lateinische Formelzeichen	208
10.4	Literaturverzeichnis	211

1 Einleitung

Brennstoffzellen für den Pkw-Antrieb sind heute weltweit von verschiedenen Firmen auf einem hohen Niveau entwickelt und haben mittlerweile einen technischen Stand erreicht, der mit konventionellen Verbrennungsmotoren bezüglich Reichweite und Tankdauer zu vergleichen ist. Weltweit wurden mehr als 500 Autos über 15 Mio. Kilometer bei 90.000 Betankungen erfolgreich getestet [1]. Brennstoffzellen haben das Potenzial einen wesentlichen, wenn nicht den wesentlichsten Beitrag zu den Herausforderungen des zukünftigen Straßenverkehrs zu leisten. Die wichtigsten sind:

- Das Reduzieren von globalen und lokalen Emissionen
- Das Verringern von Importabhängigkeiten
- Der Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands
- Die ausreichende Verfügbarkeit des Energieträgers

Um diesen Anforderungen gerecht zu werden, muss der Energieträger zum Betrieb der Brennstoffzellen nicht nur in diesen sauber umgesetzt werden. Es ist auch erforderlich, ihn umweltverträglich herzustellen. Dabei spielt die CO₂-Freiheit bzw. ein geringer CO₂-Anteil bei der Herstellung und der Umsetzung im Pkw eine besondere Rolle. Bei näherer Analyse erweist sich Wasserstoff daher als der geeignete Energieträger. Er wird somit weltweit als Konzept zur Energieversorgung von Brennstoffzellenfahrzeugen verfolgt. Langfristig ist Wasserstoff so interessant, weil er aus erneuerbarer Energie hergestellt werden kann.

In Fahrzeugen weist Wasserstoff mit etwa 5 MJ/l bei 700 bar bezogen auf das Speichervolumen einschließlich Tank etwa nur 15% der Speicherdichte von Benzin mit etwa 31 MJ/l auf. Allerdings verbrauchen Brennstoffzellenfahrzeuge im Vergleich zu konventionellen Verbrennungsmotoren nur etwa die Hälfte. Obgleich Wasserstoff damit für die Verwendung im Pkw sehr gut geeignet ist, erfordert er eine völlig andere Versorgungsinfrastruktur als Benzin oder Diesel. Große Mengen Wasserstoff können am besten gasförmig über Pipelines transportiert werden. Die Speicherdichte von flüssigem Wasserstoff liegt mit 8,5 MJ/l physikalisch, d.h. ohne Tank, wesentlich höher, aber bei der Verflüssigung treten Verluste von etwa 30% des Energieinhalts auf.

Diese Arbeit beschäftigt sich daher mit der Konzepterstellung und Kostenabschätzung für ein Pipelinesystem für den deutschen Straßenverkehr. Dabei werden ausgehend von den wichtigen technischen Fragestellungen, wie z.B. allgemeinen Materialanforderungen, die Einspeisung, der Transport und die Ausspeisung des Wasserstoffs untersucht. Zum Anschluss der Tankstellen an die Quellen werden zwei Konzepte vorgestellt. Alternativen zum Rohrtransport werden geprüft und ökonomisch verglichen. Am konkreten Beispiel Deutschland wird ein Pipelinesystem samt Länge und Kosten untersucht. Dazu wird auf die Erkenntnisse der vorangegangenen Kapitel zurückgegriffen. In den abschließenden Kapiteln werden die gewonnenen Ergebnisse mit der Literatur verglichen und ein Ausblick auf weiteren Forschungs- und Entwicklungsbedarf gegeben.

1.1 Motivation

Nach langen Forschungs- und Entwicklungsbemühungen ist es gelungen, Brennstoffzellenfahrzeuge technisch vergleichbar zu konventionellen Fahrzeugen zu gestalten. So verbraucht ein Brennstoffzellenfahrzeug bereits heute für 100 km nur 1 kg Wasserstoff, was knapp 3,5 Litern Diesel entspricht. Die Reichweite beträgt 400 – 600 km, die Tankdauer ca. 5 Min. und bei der Lebensdauer werden mittelfristig 200.000 – 250.000 km angestrebt. Damit sind Brennstoffzellenfahrzeuge weitgehend mit konventionellen Fahrzeugen vergleichbar. Für einen Markterfolg ist allerdings auch eine flächendeckende Infrastruktur erforderlich, die die Versorgung sicherstellt. Das ist aktuell nicht der Fall. In Deutschland gab es 2011 insgesamt 30 Wasserstofftankstellen, von denen nur sechs in den öffentlichen Tankstellenbetrieb integriert waren [2]. Im Vergleich dazu, gab es Mitte 2010 ca. 14.500 konventionelle Tankstellen in Deutschland [3]. Es steht außer Frage, dass die Realisierung einer Wasserstoffinfrastruktur daher von essentieller Bedeutung ist, um einen Marktdurchbruch von Brennstoffzellen und Wasserstoff im Straßenverkehr zu ermöglichen.

Wie und in welchem Umfang sich ein Übergang von heutigen Kraftstoffen zum Wasserstoff vollziehen soll, wurde in jüngster Zeit näher untersucht. Um eine Antwort auf diese Frage zu bekommen, wurde vom Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) in Abstimmung mit der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW) die Studie „GermanHy“ [4] in Auftrag gegeben. Sie wurde 2009 veröffentlicht und stellt eine wichtige Grundlage für einen Übergang zum Wasserstoff dar. Konkret wird die Frage „Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland 2050?“ aufgegriffen und behandelt. Wasserstoff wird darin als „einer der vielversprechendsten Energieträger der Zukunft“ [4] bezeichnet, weil er die „Abhängigkeit von zunehmend knapper und teurer werdenden fossilen Energieressourcen“ sowie Treibhausgase und andere Luftschadstoffe reduziert. Des Weiteren ist Wasserstoff „vergleichsweise gut speicherbar“ und eignet sich daher mit Brennstoffzellen für eine „hocheffiziente und emissionsfreie Bereitstellung von Nutzenergie insbesondere im Verkehrssektor“. Mit dem Begriff „Verkehrssektor“ sind vornehmlich Pkw, leichte Nutzfahrzeuge und Busse gemeint [4]. Ab 2020 wird von einer „intensiven“ Einführung von Wasserstoff-Kraftfahrzeugen ausgegangen. Die Studie geht davon aus, dass 2050 73% am Pkw-Bestand, 74% am Busbestand und 55% am Bestand von leichten Nutzfahrzeugen aus Wasserstofffahrzeugen bestehen werden [4].

GermanHy untersucht drei mögliche Szenarien, bei denen sich jeweils der Wasserstoffbedarf und die Zusammensetzung der Herstellung unterscheiden, vgl. Abbildung 1.1. Das Szenario „Moderat“ geht z.B. von Effizienzsteigerungen aus, die zum größten Teil auf konventionelle Verbesserungen zurückzuführen sind. Das beinhaltet insbesondere die Optimierung von Motor, Getriebe, Reifen und Luftwiderstand. Eine Hybridisierung des Antriebs sowie begrenzte, konstruktive Gewichtseinsparungen werden ebenfalls berücksichtigt. Das Szenario „Klimaschutz“ verschärft die Anforderung an die Effizienz und fordert mittelfristig auch eine Entwicklung von neuen, leichteren Materialien. Das letzte Szenario „Ressourcenverknappung“ fordert darüber hinaus weitere innovative Techniken, die den Verbrauch noch weiter senken.

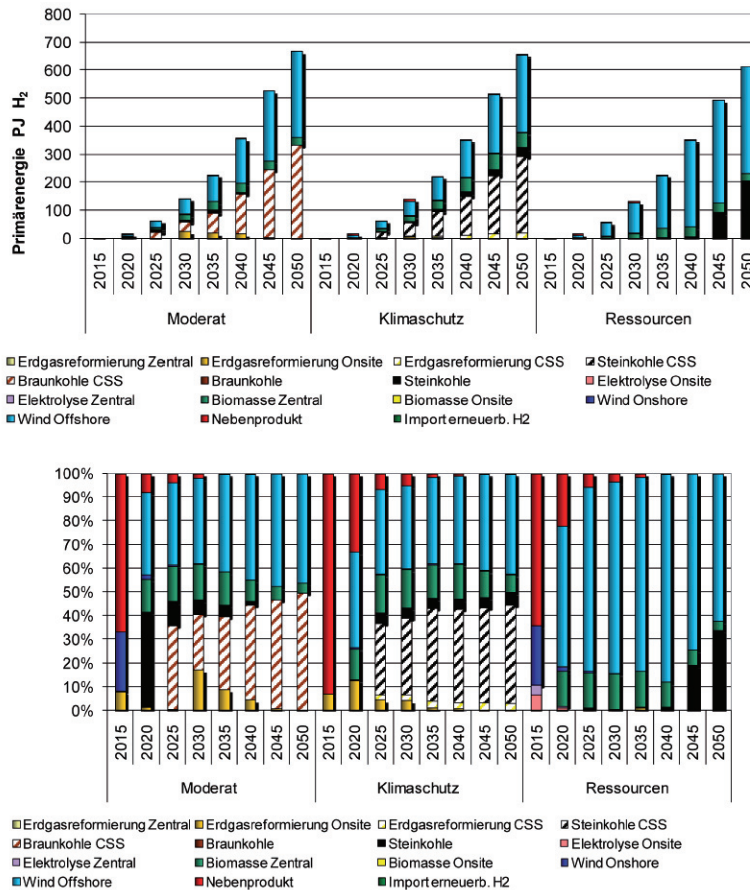


Abbildung 1.1: Wasserstoffproduktionsmix absolut und relativ von 2015 bis 2050 in den drei GermanHy-Szenarien [4]

In dieser Arbeit wird das Szenario „Moderat“ für weitere Untersuchungen verwendet. Es stellt technisch einerseits die geringsten Ansprüche an die Effizienzsteigerung der Fahrzeuge und ist daher am wahrscheinlichsten. Andererseits stellt es die höchsten Anforderungen an die hier untersuchte Wasserstoffinfrastruktur. Pro Jahr werden 650 PJ, also etwa 5,4 Mio. Tonnen Wasserstoff, benötigt. Der Bedarf schwankt bei den Szenarien zwischen 610 bis 650 PJ/a. Bei der Produktion nimmt Offshore-Wind in allen Szenarien stets einen hohen Anteil ein und wird dann entweder von Braun- oder Steinkohle mit oder ohne CCS maßgeblich ergänzt, vgl. Abbildung 1.1. Die Vergasung von Biomasse nimmt mit 3 und 7% den kleinsten relevanten Anteil ein.

Die Einbindung der Offshore-Windenergie zur Wasserstofferzeugung wird ab 2025 die Entwicklung eines Wasserstoff-Pipelinenetzes zum Transport des zentral erzeugten Wasserstoffs aus Norddeutschland in die südlicheren Nutzerzentren erfordern. Zentrale Elektrolyseure spielen in diesem Zusammenhang eine wesentliche Rolle [4]. Braunkohle als heimischer Energieträger ist die wirtschaftlichste Wasserstoff-Erzeugungsoption, wobei die Wirt-

schaftlichkeit bei den fossilen Anlagen „vergleichsweise eng beieinander“ liegt [4]. Ausreichende Braunkohlevorkommen gibt es nur in drei Gebieten in Deutschland, so dass auch hier von einer zentralen Einspeisung gesprochen werden muss. Insgesamt führt die Zunahme einer zentralen Wasserstoffproduktion zum Aufbau eines Pipelinesystems [4].

Die Studie berücksichtigt nicht nur Brennstoffzellen, sondern auch verbesserte Verbrennungsmotoren als Antriebsaggregate. Dies wird auf die höhere technische Reife der Verbrennungsmotoren zurückgeführt. Anfänglich sollen sie daher „einen gewissen Marktanteil“ haben, welcher dann aber mit der Zeit sinkt [4]. Langfristig werden Brennstoffzellen als Antriebsaggregat dominieren, weshalb nur diese in dieser Arbeit betrachtet werden. Relevante Unterschiede ergeben sich beim Verbrauch und der benötigten Wasserstoffreinheit. Dies wird in den folgenden Kapiteln genauer behandelt.

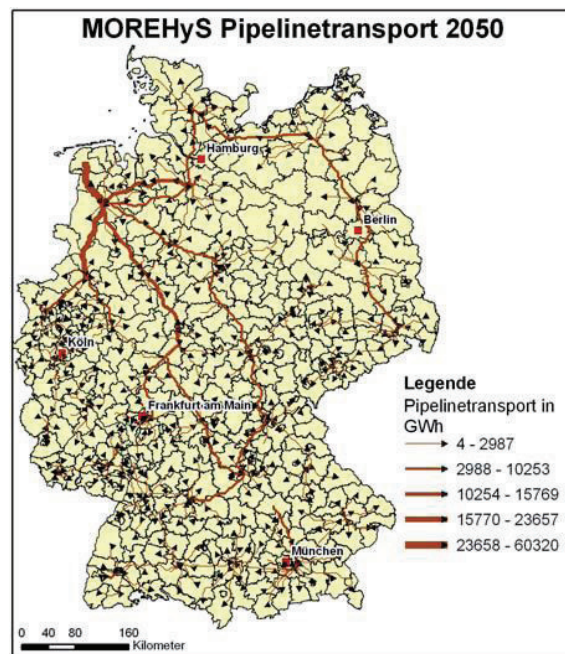


Abbildung 1.2: Vorschlag für ein Wasserstoff-Pipelinesystem in Deutschland 2050 [4]

Die in der GermanHy-Studie getroffene Aussage, „anfänglich dominiert der Flüssigwasserstoff ... Später dann dominiert der Druckwasserstoff via Pipelinetransport“, wird nicht weiter konkretisiert. Abbildung 1.2 zeigt ein deutschlandweites Pipelinesystem, mit dem langfristig die Nachfrage des Verkehrssektors bedient werden könnte. Mit welchen Annahmen diese Grafik erstellt wurde, kann der Studie leider nicht entnommen werden. Es werden keine Details eines Pipelinesystems behandelt. So wird weder über den technischen Aufbau und die Materialien noch den Betrieb eine Aussage getroffen.

1.2 Zielsetzung und Gliederung der Arbeit

Ziel dieser Arbeit ist es zu untersuchen, wie ein Wasserstoffinfrastruktursystem zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs im Jahr 2050 aussehen könnte. Die Arbeit orientiert sich an den Annahmen der GermanHy-Studie [4]. Darauf aufbauend wird ein Konzept zum Bau und Betrieb der Pipeline entwickelt. Dazu werden im Vorfeld die Materialien untersucht und eine Dimensionierung der Rohre vorgenommen. Anschließend wird das System monetär bewertet. Unter der Annahme, dass Wasserstoff im Jahr 2050 der dominierende Energieträger im Verkehrssektor sein wird, ist davon auszugehen, dass ein Pipeline-System den größten Teil des Wasserstofftransports übernimmt. Neben der Dimensionierung wird auch die technische und geografische Anbindung der Tankstellen an das Pipelinenetz in dieser Arbeit diskutiert.

Grundsätzlich kann ein Fluid entweder flüssig oder gasförmig transportiert werden. Wasserstoff wird allerdings erst bei einer sehr niedrigen Temperatur von ca. 20 K flüssig und dieser Prozess ist mit einem hohen Energieaufwand verbunden, theoretisch 3,92 kWh/kg und real zwischen 8 und 12,7 kWh/kg [5, S. 23]. Ein Pipelinetransport von kryogenem, verflüssigtem Wasserstoff ist daher nicht sinnvoll. Es gibt weltweit nur ein Rohrleitungssystem, das so betrieben wird. Es handelt sich dabei um eine etwa 500 Meter lange Betankungsvorrichtung der NASA für Spaceshuttles. In dieser Arbeit wird daher nur ein Pipelinesystem untersucht, das gasförmigen Wasserstoff transportiert.

Alternative Versorgungsketten, wie der Transport mit Lkw und die On-site-Produktion, werden für einen ökonomischen Vergleich ebenfalls untersucht. Tabelle 1.1 fasst die wichtigsten Aussagen von GermanHy und die Konsequenzen für diese Arbeit zusammen.

Tabelle 1.1: Zentrale Aussagen von GermanHy und ihre Bedeutung für diese Arbeit

Aussage von GermanHy	Konsequenz für diese Arbeit
Offshore-Wind und Braunkohle werden zur Wasserstoffherstellung verwendet	Quellen werden lokalisiert
	Anteil beträgt jeweils 50%
	Andere Quellen werden vernachlässigt
	Identifizieren geeigneter Reinigungsverfahren
2050 werden ca. 5,4 Mio. Tonnen Wasserstoff pro Jahr benötigt	Auslegen der Quellen
	Dimensionieren der Wasserstofftankstellen
Pipelines übernehmen den größten Teil des Transports	Untersuchen des technischen Aufbaus, der Materialien und des Betriebs
	Entwurf und Vergleich von möglichen Versorgungskonzepten
	Berechnen der anfallenden Kosten
	Ermitteln, wann ein Gebiet ans Pipeline-Netz angeschlossen wird und wann nicht

Kapitel 2 stellt Brennstoffzellen und Wasserstoff als Teil der zukünftigen Elektromobilität vor und dokumentiert deren Vorteile in Bezug auf die anstehenden Herausforderungen.

In Kapitel 3 werden die wichtigsten physikalischen Eigenschaften und Effekte benannt, die für Wasserstoff und ein Pipelinesystem relevant sind.

Kapitel 4 untersucht die wesentlichen, technischen Komponenten eines Pipelinesystems. Dazu gehört insbesondere das Transportrohr, das auf Materialien und Betrieb hin untersucht wird. Weitere wichtige Komponenten stellen die Einspeisung, samt Quellen und Speichern, die Verdichter und schließlich die Entnahme dar. Dieses Kapitel zeigt neben dem heutigen Stand der Technik auch den benötigten Forschungs- und Entwicklungsbedarf auf.

Nachdem das Pipelinesystem technisch aufbereitet wurde, werden in *Kapitel 5* Konzepte zum Verlauf des Transmissions- und des Distributionsnetzes sowie die Anbindung von Wasserstofftankstellen entwickelt. Dazu wird untersucht, wie sich der direkte und der indirekte Anschluss der Tankstelle an das Pipelinenetz auswirken. Das Kapitel überprüft des Weiteren ergänzende Versorgungsketten, wie die On-site-Herstellung und die Lkw-Verteilung.

In *Kapitel 6* werden die technischen Konzepte am Beispiel Deutschland angewandt und ökonomisch untersucht. Dazu wird ein Mengengerüst erstellt, das die Nachfrage dem Angebot gegenüberstellt. Mit diesen Daten wird das Pipelinesystem dimensioniert und die resultierenden Kosten abgeschätzt.

Um die erwarteten Kosten des Pipelinesystems in den gesamten Kontext einzubinden, werden in *Kapitel 7* die Kosten für den Wasserstoff insgesamt, also inkl. Herstellung, Speicherung und Tankstelle, berechnet.

In *Kapitel 8* werden die gewonnenen Erkenntnisse mit der bestehenden Literatur verglichen, um festzustellen, ob sie mit dieser im Einklang stehen. Bei signifikanten Unterschieden werden die jeweiligen Annahmen, soweit möglich, auf ihre Realitätsnähe hin geprüft.

Das abschließende *Kapitel 9* fasst die wichtigsten Ergebnisse der Arbeit zusammen und gibt einen Ausblick auf mögliche weitere Aspekte, die untersucht werden sollten.

2 Wasserstoff als Kraftstoff für Pkw

In diesem Kapitel werden Brennstoffzellen und Wasserstoff als Teil der zukünftigen Elektromobilität vorgestellt. Ihre Vorteile bei der Bewältigung der anstehenden Herausforderungen im Bereich Mobilität werden dokumentiert. Im Anschluss daran werden der aktuelle Wasserstoffmarkt und die bisher genutzten Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff untersucht.

2.1 Brennstoffzellen und Wasserstoff als Teil der zukünftigen Elektromobilität

Es gibt nur wenige Möglichkeiten, die heute üblichen Kraftstoffe, wie Benzin und Diesel, langfristig zu ersetzen. Sie werden aktuell nur durch Biodiesel, Pflanzenöl und Bioethanol mit einem kleinen Anteil von ca. 6% ergänzt [6]. Der durchschnittliche Kraftstoffverbrauch konnte im europäischen Fahrzyklus von ca. 10,5 Liter/100 km im Jahr 1978 auf 6,5 Liter 2004 gesenkt werden [7]. Trotz dieses bemerkenswerten Fortschritts, wird dieser Weg nicht zum Ziel führen, weil das weitere Verbesserungspotenzial heutiger Systeme nur noch auf ca. 30% beziffert wird [1]. Verbesserungen der heutigen Motoren sind wichtig, stellen aber letztlich keine dauerhafte Lösung dar. Alternativen sind daher erforderlich.

Bei der Umstellung auf neue Energieträger spielt das Thema ‚Elektromobilität‘ eine bedeutende Rolle, die in der Zukunft noch stärker in den Fokus rücken wird. Die Bundesregierung hat in diesem Zusammenhang das Regierungsprogramm *Elektromobilität* aufgelegt [8]. Es werden mehrere Ziele definiert: Bis 2020 sollen mindestens eine Million und bis 2030 mindestens sechs Millionen Elektrofahrzeuge in Deutschland zugelassen sein [8, S. 10]. Des Weiteren soll der „urbane Straßenverkehr überwiegend mit regenerativen Energieträgern realisiert werden“ [8, S. 11]. Finanziell wurden dafür u.a. 500 Millionen € aus dem Konjunkturpaket II bereitgestellt [8, S. 12]. Langfristig werden über das *Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie* (NIP) Mittel zur Verfügung gestellt [9]. Im Zeitraum von 2008 bis 2018 sind es von Bund und Industrie jeweils 700 Mio. € [10]. Für die Elektromobilität bestehen drei Möglichkeiten:

1. Batteriefahrzeuge
2. Plug-In-Hybrids
3. Brennstoffzellenfahrzeuge

Reine batteriefahrzeuge werden ausschließlich über die mitgeführte Batterie angetrieben und mit Strom versorgt. Plug-In-Hybrids umfassen verschiedene Fahrzeugmöglichkeiten. Dazu zählen batteriefahrzeuge mit Range-Extender, serielle Hybride und parallele Hybride. Neben der Batterie verfügen diese Fahrzeuge auch über einen weiteren Energiewandler. Dies ist in der Regel ein Verbrennungsmotor. Zukünftig könnte aber auch eine Brennstoffzelle dafür eingesetzt werden. Das Verhältnis bezüglich Leistung und gespeicherter Energie der Batterie gegenüber dem anderen Antriebsaggregat ist nicht definiert. Ein Plug-In-Hybrid ist nur eindeutig dadurch gekennzeichnet, dass die Batterie separat aufgeladen werden kann und imstande ist, das Fahrzeug eine gewisse, undefinierte Strecke lang allein antreiben zu können. Die letzte Alternative stellen Brennstoffzellenfahrzeuge dar. Bezüglich Verbrauch, Reichweite und Kosten sind sie attraktiv, was im Folgenden näher erläutert wird. In Kombination mit Wasserstoff können diese Fahrzeuge den Herausforderungen daher sehr nah kom-

men, vgl. Tabelle 2.1. Sie werden explizit von der Bundesregierung als möglicher „Innovationsschub“ bezeichnet [8, S. 41].

Tabelle 2.1: Herausforderung an die Mobilitätsentwicklung und Vorteile von Wasserstoff

Herausforderung an die Mobilitätsentwicklung	Vorteil von Wasserstoff
Reduzieren von Emissionen	Nur Wasser als Produkt
Reduzieren von Importabhängigkeiten	Aus allen Primärenergien herstellbar
Erhalt der deutschen Wettbewerbsfähigkeit	Wasserstoff hat lange Historie in Deutschland
Verfügbarkeit des Treibstoffs	Aus allen Primärenergien herstellbar

Vermeiden von globalen und lokalen Emissionen: Der Verkehrssektor ist mit einem Anteil von knapp 20% am CO₂-Ausstoß einer der größten Emittenten in Deutschland [11], der Straßenverkehr nimmt davon wiederum ca. 85% ein und Pkw ca. 60% [12]. Die gesamten CO₂-äquivalenten Emissionen betragen in Deutschland etwa 800 Mio. Tonnen im Jahr [13]. Auf den Straßenverkehr entfallen damit etwa 136 Mio. Tonnen, wovon knapp 100 Mio. Tonnen von Pkw verursacht werden.

Die EU und die G8-Staaten haben als Ziel eine max. CO₂-Konzentration von 450 ppm in der Atmosphäre vereinbart. Aktuell liegt der Wert bei etwa 380 ppm [14]. Durch die Begrenzung soll die globale Erwärmung auf 2°C beschränkt werden. Daraus wurde die Konsequenz gezogen, dass die gesamten, weltweiten CO₂-Emissionen um ca. 80% im Vergleich zu 1990 und die im Straßenverkehr sogar um 95% gesenkt werden müssen [1]. Der Unterschied wird dadurch begründet, dass andere Bereiche, wie z.B. der Flugzeugsektor, wesentlich schwieriger mit der Veränderung umgehen können als der Straßenverkehr, weshalb dieser einen überproportionalen Anteil an der Reduktion zu tragen hat.

Brennstoffzellen, die Wasserstoff als Energieträger nutzen, setzen als Produkt nur Wasser frei. Es werden weder Kohlenwasserstoffe noch Rußpartikel emittiert. Bedingt durch die niedrigen Arbeitstemperaturen von ca. 80°C – 95°C entstehen auch keine Stickoxide. Des Weiteren verfügen Brennstoffzellensysteme über weit weniger mechanisch bewegte Komponenten, – in erster Linie ein Gebläse oder einen Kompressor – so dass auch die Geräuschemissionen verringert werden.

Reduzieren von Importabhängigkeiten: Im Gegensatz zu Benzin und Diesel ist Wasserstoff nicht auf zwei Primärenergien¹ beschränkt, was die Anzahl der möglichen Quellen stark vergrößert. Des Weiteren können Brennstoffzellen Wasserstoff hocheffizient, d.h. mit einem Wirkungsgrad von über 50%, umsetzen. Diese beiden Tatsachen reduzieren die Importabhängigkeit vom Öl maßgeblich. In Deutschland haben Pkws im Jahr 2007 eine Energiemenge von ungefähr 1500 PJ verbraucht [16]. Das dabei verbrauchte Öl stammt zu 97% aus Importen [15]. Damit werden über 90% der im Straßenverkehr verbrauchten Energiemenge importiert.

Um den zukünftigen Wasserstoffbedarf für Pkw zu bestimmen, lässt sich grundsätzlich der Energiebedarf unter Berücksichtigung der verschiedenen Wirkungsgrade von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor und Fahrzeugen mit Brennstoffzelle in die Masse benötigten Wasserstoffs umrechnen. Fahrzeuge mit Brennstoffzellen sind bei niedrigen Geschwindigkeiten und Lasten effizienter als solche mit Verbrennungsmotor, weil Brennstoffzellen im Teillastbereich über einen besseren Wirkungsgrad verfügen. Bei hohen Geschwindigkeiten und Lasten verschwindet dieser Vorteil und kehrt sich teilweise um. Insgesamt geht das US-

¹ Als Primärenergie können fossile Brennstoffe und Biomasse verwendet werden.

amerikanische Energieministerium² von einer Effizienzsteigerung um den Faktor 2,4 im Vergleich zum einfachen Ottomotor aus [32]. In Deutschland wird diese Verbesserung etwas geringer ausfallen, weil der durchschnittliche Verbrauch im direkten Vergleich mit den USA etwas geringer ist. So wurden 2001 in Deutschland 8,1 l [16] und in den USA 13,75 l [17] auf 100 km als Durchschnittsverbrauch angegeben. Dieser Wert kann genutzt werden, um die Größenordnung grob abzuschätzen, in der Wasserstoff benötigt wird, unter der Bedingung, dass der gesamte Bereich vollständig auf Wasserstoff umgestellt würde. Unter Berücksichtigung der Effizienzsteigerung ergäbe sich für den deutschen Pkw-Sektor ein Bedarf von ca. 5,2 Millionen Tonnen Wasserstoff pro Jahr³ bei einer Vollversorgung.

Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands: Die Nutzung von Wasserstoff hat in Deutschland eine lange Historie. So wurde z.B. bereits in den 1930er Jahren im Ruhrgebiet eine Pipeline zum Transport von Wasserstoff eingesetzt. Deutsche Firmen, wie Daimler oder Linde, haben neben ausländischen Firmen, wie z.B. GM und Honda, eine Jahrzehnte lange Forschung im Bereich Brennstoffzellen und Wasserstoff hinter sich. Die deutsche Industrie würde daher von einer Markteinführung stark profitieren, weil sie ihr Know-How vermarkten könnte.

Die Brennstoffzelle ist so weit entwickelt, dass sich der Fokus von der Demonstrationsphase zur kommerziellen Entwicklung hin geändert hat. Brennstoffzellenfahrzeuge können daher nach ihrer Markteinführung anfangen, von den Skaleneffekten einer Massenproduktion zu profitieren. So wird davon ausgegangen, dass die Preise für Brennstoffzellenstacks von etwa 500 €/kW heute bis 2050 auf unter 50 €/kW fallen werden [1]. Honda und Daimler haben in der letzten Zeit damit begonnen, kleinere Serienfahrzeuge auf den Markt zu bringen. So bietet Honda in Südkalifornien 200 Brennstoffzellenfahrzeuge für 600 \$ pro Monat zum Leasen an [18]. Ein in etwa ausstattungsgleicher Honda Accord hätte pro Monat, unter Berücksichtigung der Anzahlung, eine Leasingrate von etwa 650 €. Daimler bietet im Großraum Los Angeles 70 Exemplare seiner Brennstoffzellen-B-Klasse an und verlangt dafür monatlich etwa 650 €, inklusive Wartung und Treibstoffkosten [19]. Brennstoffzellenfahrzeuge werden daher im Moment stark subventioniert. Dies zeigt, dass die Industrie daran interessiert ist, diese Technologie für den Massenmarkt attraktiv zu machen.

Verfügbarkeit: Um als langfristiger Energieträger in Frage zu kommen, muss Wasserstoff in jedem Fall in ausreichender Menge vorhanden bzw. herstellbar und wirtschaftlich attraktiv sein. Molekularer Wasserstoff wird chemisch mit H₂ abgekürzt. Auf der Erde kommt Wasserstoff als Element fast ausschließlich nur in chemischen Verbindungen vor, abgesehen von geringen Stoffmengenanteilen in der Atmosphäre, etwa 0,5 ppm [20,21]. Deshalb muss er unter Einsatz von Energie erzeugt werden, um als Energieträger zur Verfügung zu stehen. Wasserstoff ist damit wie Strom ein sekundärer Energieträger, weil er immer aus einem Umwandlungsprozess gewonnen wird. Er kann aus chemischen Verbindungen, seien es Kohlenwasserstoffe oder Wasser, gewonnen und dann verwendet werden. Dazu kann jede Primärenergie genutzt werden. Auf die Herstellung von Wasserstoff wird genauer in Kapitel 4 eingegangen.

Für die zukünftige Mobilität, vgl. Tabelle 2.1, sind die Primärenergiequellen relevant, mit denen Wasserstoff hergestellt wird. Fossile Brennstoffe haben den Vorteil, kostengünstig zur Verfügung zu stehen. Sie sind aber klimaschädlich. Umgekehrt verhält es sich mit regenera-

² Im Weiteren wird dieses Ministerium mit DOE (= Department of Energy) abgekürzt.

³ 1500 PJ/2,4 = 625 PJ ≈ 5,2 Mio. t H₂

tiven Energiequellen. Die GermanHy-Studie stellt langfristig einen Energiemix aus Kohle mit CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS) sowie Windenergie als optimal vor [4]. Kohle ist als Energieträger weltweit vorhanden und kann auch in Deutschland in großen Mengen abgebaut werden. Die statische Reichweite wird weltweit nach konservativen Schätzungen mit ca. 190 Jahren veranschlagt [22]. Es ist auf absehbare Zeit nicht damit zu rechnen, dass Kohle, ähnlich wie Öl oder Gas, einen massiven Preisanstieg verzeichnen wird. Wind ist wegen des unterstellten hohen Potenzials längerfristig die bedeutendste erneuerbare Energie-ressource für Wasserstoff [4]. Das vorsichtig geschätzte, technische Potenzial für Deutschland wird mit ca. 80 GW angegeben, wobei ca. 45 GW auf Onshore-Wind und 35 GW auf Offshore-Wind entfallen [23]. Um die hochgesteckten Emissionsreduktionen im Straßenverkehr von 95% [1] zu erreichen, geht die Studie davon aus, dass zukünftig Kohlevergasungsanlagen nicht auf CCS verzichten können, deren Einsatz wird aber nicht vor 2020 erwartet [4]. Alternativen, wie z.B. Biomasse, werden in der Studie zwar untersucht, nehmen aber langfristig keine größere Rolle ein.

Wichtige Punkte für Konsumenten sind, neben den Kosten, die Reichweite und die Betankungsdauer. Brennstoffzellenfahrzeuge können mit einer Tankfüllung eine Distanz von mehreren 100 km zurücklegen. Daimler gibt für seine aktuelle Brennstoffzellen-B-Klasse ca. 400 km an [24], wobei Prognosen für die nahe Zukunft von 500 bis 600 km ausgehen [1]. Toyota spricht für seinen Brennstoffzellenhybrid auf Basis des Highlanders sogar von über 800 km mit einer Tankfüllung [25]. Die Betankungszeit wird auf wenige Minuten geschätzt. Linde gibt für seine Zapfsäulen eine Durchflussrate von 60 g/s an [26], womit sich rein rechnerisch eine Betankungsdauer von ca. 1,5 Minuten für einen 5 kg Tank ergäbe. Als realistisch werden ca. 5 Minuten angesehen [1]. Wasserstoff hat bei 700 bar zwar mit 5 MJ/l, inkl. Tank, eine geringere Energiedichte als Benzin oder Diesel mit 31 bzw. 36 MJ/l, kann aber grundsätzlich genauso leakagefrei gespeichert werden, auch über größere Zeiträume. Flüssigwasserstoff wird in dieser Arbeit nicht untersucht. Es gibt keinen Automobilhersteller mehr, der Flüssigwasserstofftanks im Auto verbauen möchte. Eine umfassende Infrastruktur auf Basis von kryogenem, verflüssigtem Wasserstoff hätte unter Berücksichtigung der höheren Verluste bei der Herstellung und Distribution energetisch und ökologisch keinen wesentlichen Vorteil gegenüber Benzin oder Diesel.

2.2 Überblick über den aktuellen Wasserstoffmarkt

Weltweit werden etwa 65 Millionen Tonnen Wasserstoff pro Jahr erzeugt [27]. Etwa 4% davon werden in Deutschland produziert [28]. Aktuell sind das ca. 2,6 Mio. Tonnen. Von [29, S. 33] werden für 2006 zwei Mio. Tonnen angegeben. Die Produktion erfolgt in erster Linie mit fossilen Brennstoffen. Der größte Teil wird aus der Erdgasreformierung gewonnen, ca. 48%. Den zweitgrößten Anteil nehmen mit 30% die Nebenprodukte aus Raffinerien und chemischen Prozessen ein. 18% werden aus der Kohlevergasung gewonnen und die restlichen 4% mit Elektrolyseverfahren, insbesondere der Chlor-Alkali-Elektrolyse [27]. Die Produktion ist seit 1988 um etwa 50% gestiegen, vgl. [28]. Die Zusammensetzung der Herstellung hat sich in dieser Zeit allerdings kaum geändert, vgl. Abbildung 2.1.

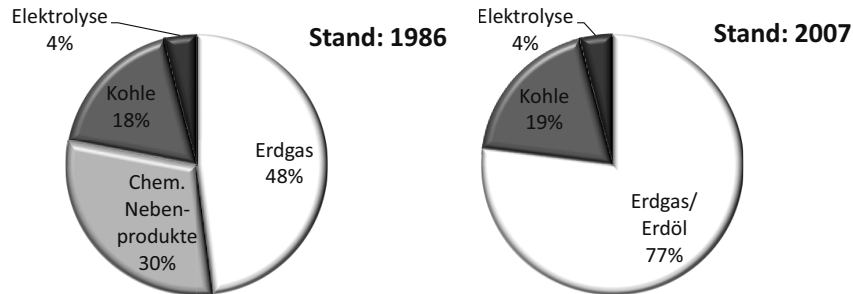


Abbildung 2.1: Anteile der Wasserstoffproduktion
Links: 1986 [34], Rechts: 2007 [27]

Je nach Schätzung beträgt der Anteil der Wasserelektrolyse ca. 1-2% am weltweit hergestellten Wasserstoff [30, 31]. In Deutschland macht ihr Anteil etwa 0,5% aus [28]. Eine Besonderheit der Erdölraffinerien war es, dass sie eine nahezu ausgeglichene Wasserstoffbilanz besaßen, weil bei einigen Raffinerieprozessen Wasserstoff als Nebenprodukt anfällt, während er in anderen Prozessen benötigt wird [32]. In neuen Anlagen ist das nicht mehr der Fall. Neben einer Raffinerie wird heute auch in der Regel ein Dampfreformer errichtet. In diesem wird aus Erdgas Wasserstoff gewonnen, mit dem mehr leichte Ölderivate, wie Benzin und Diesel, erzeugt werden können. Der Anteil der schweren Rückstände, der so genannten Bitumen, ist daher rückläufig. Sie werden in erster Linie für den Bau von Straßen gebraucht und haben nur einen geringen Verkaufswert. Es ist daher nicht möglich, Überschusswasserstoff aus Raffinerien als Energieträger für den Straßenverkehr zu verwenden, wie dies früher angestrebt wurde.

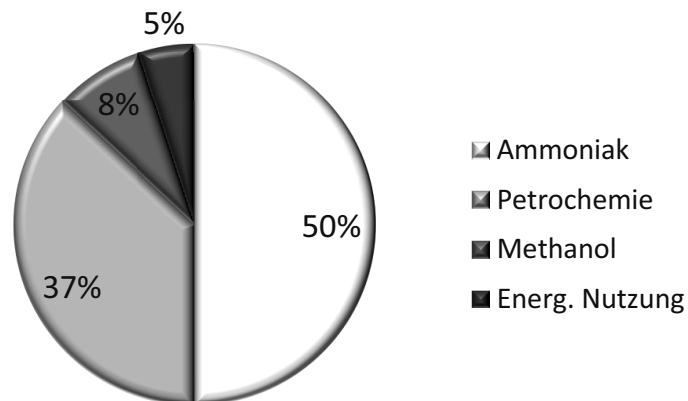


Abbildung 2.2: Anteile an der Nutzung von Wasserstoff im Jahr 2007 [33]

Wasserstoff wird heute zum überwiegenden Teil für chemische Anwendungen genutzt, vgl. Abbildung 2.2. So werden ca. 50% des hergestellten Wasserstoffs für die Ammoniakherstellung verwendet, die in erster Linie der Düngemittelproduktion dient. Auf petrochemische Pro-

zesse entfallen ca. 37% und auf die Methanolproduktion etwa 8% [33]. Der Rest, also ca. 5%, wird für Prozess- oder Heizwärme und Treibstoff für die Raumfahrt verwendet. Diese „energetische“ Nutzung hat sich damit in den letzten 25 Jahren erheblich reduziert. Ihr Anteil betrug 1986 noch etwa 20% an der gesamten Verwendung [34]. Für diese Entwicklung ist insbesondere der erheblich gestiegene Ölpreis verantwortlich. Der Preis pro Barrel betrug 1986 etwa 15 \$, während er 2011 bei mehr als 100 \$ lag [35]. Dies spricht allerdings weniger gegen Wasserstoff als Energieträger, sondern vielmehr dafür, ihn nicht nur zur Wärme- gewinnung zu verbrennen.

2.3 Zusammenfassung

Die Weiterentwicklung von konventionellen Verbrennungsmotoren und der Einsatz von Bio- kraftstoffen sind wichtig, um mittelfristige Klimaziele zu erreichen. Langfristig stellen sie aller- dings keine Lösung dar, weil Importabhängigkeit und CO₂-Emissionen erhalten bleiben. Des Weiteren kann langfristig von einer weiteren Verknappung bzw. Verteuerung der fossilen Rohstoffe ausgegangen werden. Brennstoffzellen und Wasserstoff können daher zukünftig einen wesentlichen Beitrag leisten, um die anstehenden Herausforderung im Verkehrssektor zu bewältigen. Durch den niedrigen Verbrauch, die CO₂-freie Umsetzung und die vielseitigen Möglichkeiten, Wasserstoff umweltfreundlich herstellen zu können, haben sie das Potenzial zukünftig die vorherrschende Form der Elektromobilität zu sein. Für den Verbraucher rele- vante Aspekte wie Reichweite, Tankdauer, Lebensdauer und Kosten sind entweder bereits aktuell oder mittelfristig mit konventionellen Fahrzeugen zu vergleichen. Erste Projekte, die die Fahrzeuge im Alltagsbetrieb unter realen Bedingungen testen, laufen. Der Schwerpunkt hat sich von der Demonstrationsphase zur kommerziellen Entwicklung hin verlagert. Im Mo- ment werden in Deutschland etwa zwei bis zweieinhalb Millionen Tonnen Wasserstoff pro Jahr erzeugt. Eine Umstellung des Straßenverkehrs auf Wasserstoff würde den Verbrauch insgesamt etwa verdreifachen. Die aktuelle Produktion nutzt allerdings fast nur fossile Brennstoffe. Langfristig muss daher auf emissionsfreie Energiequellen umgestellt werden. Brennstoffzellen und Wasserstoff werden sowohl vom Bund, als auch der Industrie als viel- versprechende Alternative angesehen. Beide stellen zusammen Mittel in Höhe mehrerer Milliarden € zur Verfügung.

3 Physikalische Grundlagen

In diesem Kapitel werden die physikalischen Grundlagen vorgestellt, auf die in den folgenden Kapiteln zurückgegriffen wird. Zu Beginn werden die thermodynamischen Eigenschaften von Wasserstoff erläutert und an geeigneten Stellen mit denen von Methan verglichen. Im darauf folgenden Abschnitt wird die Wasserstoffpermeation erörtert. In den Abschnitten Bruchmechanik und Wasserstoffversprödung werden die physikalischen Grundlagen behandelt, mit denen in den folgenden Kapiteln die Materialien detaillierter untersucht werden. Das Kapitel endet mit den Abschnitten Rohrströmung und Wasserstoffkompression, welche für die Untersuchung von Durchsatzmengen und Druckverlusten relevant sind.

3.1 Thermodynamische Eigenschaften von Wasserstoff

Gasförmiger Wasserstoff ist durch folgende Eigenschaften charakterisiert [21 ,36]:

- Ungiftig
- Nicht-korrosiv
- Leicht entflammbar
- Farblos
- Geruchlos
- Geschmacklos
- Niedrige Viskosität
- Geringe Dichte

Um die technische Realisierung und damit auch eine spätere Bewertung eines Pipelinesystems vornehmen zu können, ist es wichtig, die systemrelevanten, physikalischen Eigenschaften von Wasserstoff zu kennen. Für einen Vergleich bietet sich Methan an, das mit 83 – 98% den Hauptbestandteil von Erdgas ausmacht [37].

Ein Vergleich in Tabelle 3.1 zeigt, dass Wasserstoff und Methan sich in wichtigen, sicherheitsrelevanten Punkten, wie der Selbstentzündungstemperatur und den unteren Zündgrenzen, nicht wesentlich unterscheiden. Bei der Dichte und beim Siedepunkt liegen allerdings große Unterschiede vor, die einen direkten Einfluss auf die Speicherung und den Transport, aber auch auf die Sicherheit haben. Eine Verflüssigung von Wasserstoff ist durch die äußerst niedrige kritische Temperatur wesentlich aufwändiger als bei Methan.

Tabelle 3.1: Vergleich physikalischer Kenngrößen von Wasserstoff und Methan
Daten aus [21, 38, 39, 40]

Kenngröße	Einheit	Wasserstoff	Methan
Chemische Formel	[-]	H ₂	CH ₄
Dichte ⁴	[kg/m ³]	0,0838	0,6512
Siedepunkt ⁵	[°C]	-252,8	-161,49
Dichte (Siedepunkt)	[kg/m ³]	70,96	425,6
Kritische Temperatur	[°C]	-239,96	-82,10
Kritischer Druck	[bar]	12,94	46,41
Selbstentzündungstemperatur ⁶	[K]	773 – 858	813 – 905
Minimale Zündenergie in Luft	[mJ]	0,02	0,29
Zündgrenzen in Luft	[Vol.-%]	4 – 75	5,3 – 15
Flammentemperatur ⁷	[K]	2318	2148
Detonationsgrenzen in Luft	[Vol.-%]	18,3 – 59	6,3 – 14
Detonationsgeschwindigkeit in Luft ⁷	[m/s]	2000	1800
Detonationsüberdruck ⁷	[kPa]	1470	1680
Heizwert	[MJ/kg]	119,93	50,02
Brennwert	[MJ/kg]	141,86	55,53
Spezifische, isobare Wärmekapazität c _p ⁴	[kJ/(kg·K)]	14,89	2,22
Schallgeschwindigkeit ⁴	[m/s]	1294	448
Stöchiometrisches Gemisch in Luft	[Vol.-%]	29,53	9,48
Diffusionskoeffizient in Luft ⁴	[cm ² /s]	0,61	0,16
Explosionsenergie ^{4,8}	[kg TNT/m ³]	2,02	7,03
Explosionsenergie	[kg TNT/MJ]	0,17	0,19

Ein weiterer wichtiger Punkt im Vergleich zu Methan bzw. Erdgas ist der Joule-Thomson-Effekt. Bei der Entspannung eines Gases wird es in der Regel kälter. Dies gilt für Wasserstoff in weiten Bereichen nicht, was im Folgenden erläutert wird. Die Temperaturänderung ΔT , die sich bei einer Entspannung einstellt, lässt sich bei einer isenthalpen Drosselung über das Druckgefälle Δp abschätzen. Es gilt:

Formel 1

$$\Delta T_{JT} = \int_{p_1}^{p_2} \left(\frac{\partial T}{\partial p} \right)_h dp$$

Es wird über die Druckdifferenz integriert. Der Austrittsdruck ist p_2 und der Eingangsdruck p_1 . Genauere Berechnungen können [41] und [42] entnommen werden. Für eine erste Abschätzung wird in der Regel auf Tabellenwerke zurückgegriffen. In diesen wird der Koeffizient des

⁴ Standardbedingungen: 293,15 K & 1,013 bar

⁵ Bei 1,013 bar

⁶ Angaben schwanken je nach Autor

⁷ Stöchiometrisches Gemisch

⁸ Theoretisches Maximum; Der realistische Wert wird auf etwa 10% davon geschätzt.

integralen Joule-Thomson-Effekts $(\partial T/\partial p)_h$ oft mit μ_{JT} bezeichnet. Vereinfacht ergibt sich daher die Beziehung:

Formel 2
$$\Delta T_{JT} = \mu_{JT} * \Delta p$$

In weiten Teilen kühlt Wasserstoff sich nicht ab, sondern wärmt sich durch den sogenannten negativen Joule-Thomson-Effekt auf, vgl. Abbildung 3.1.

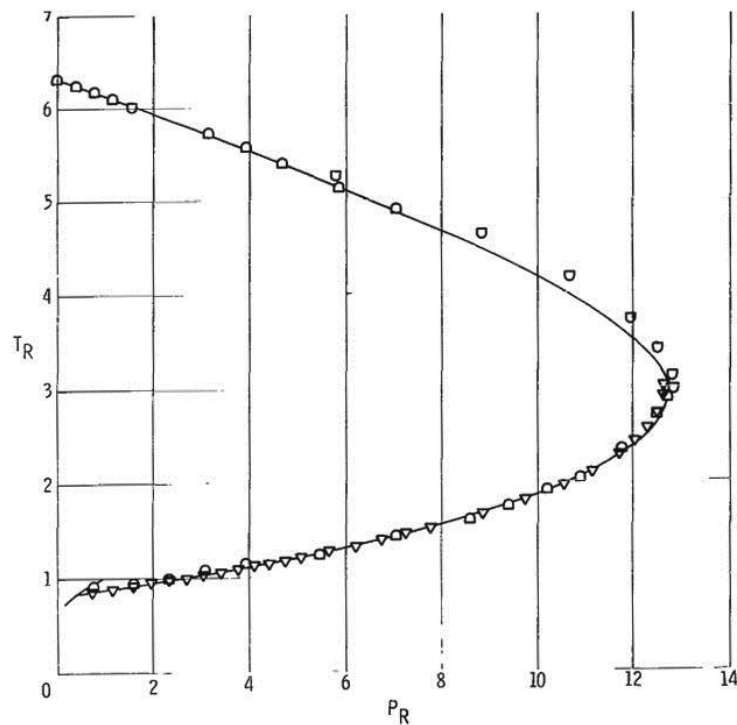


Abbildung 3.1: Inversionskurve von Wasserstoff; mit $T_R = T/T_C$, $p_R = p/p_C$ [40]

Abbildung 3.1 stellt ein Teilgebiet des Joule-Thomson-Effekts von Wasserstoff dar. Im Diagramm sind die beiden Bereiche in Abhängigkeit der reduzierten Temperatur T_R und des reduzierten Drucks p_R aufgeführt. Links von der Kurve ist der Joule-Thomson-Effekt positiv und rechts davon negativ. Der reduzierte Druck stellt das Verhältnis vom Druck des Wasserstoffs zum kritischen Druck p_C dar. Dieser liegt bei 12,94 bar. Entsprechend verhält es sich mit der reduzierten Temperatur, die auf die kritische Temperatur T_C von 32,984 K bezogen wird.

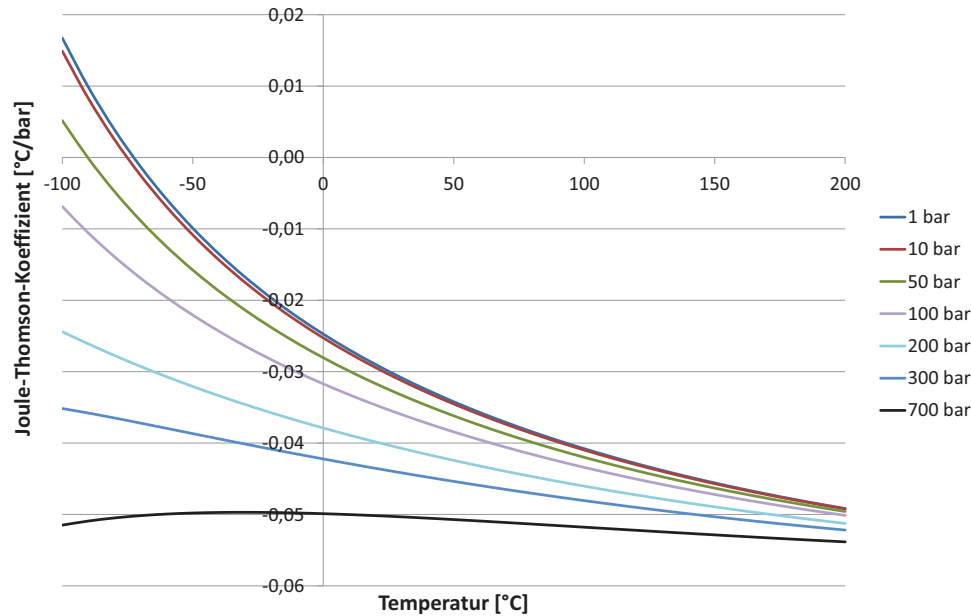


Abbildung 3.2: Joule-Thomson-Koeffizient, Daten aus [43]

In Abbildung 3.2 wird der Joule-Thomson-Koeffizient von Wasserstoff in Abhängigkeit der Temperatur und des Drucks dargestellt. Ein negativer Koeffizient bedeutet dabei, dass sich der Wasserstoff bei der Expansion nicht abkühlt, sondern erwärmt. Wird beispielsweise Wasserstoff bei einem Druck von 700 bar und einer Temperatur von 0°C entspannt, erhöht sich die Temperatur pro bar um ca. 0,05°C. Bei einer Entspannung auf 690 bar würde sich die Temperatur daher um 0,5°C erhöhen. Weitere Daten können [43] entnommen werden. Die Kurven aus Abbildung 3.2 können in erster Näherung mathematisch durch Formeln ausgedrückt werden, die in Tabelle 3.2 aufgeführt sind.

Tabelle 3.2: Joule-Thomson-Koeffizient abhängig von Druck und Temperatur

Druck [bar]	Joule-Thomson-Koeffizient; T in [°C]
1	$-5 \cdot 10^{-14} \cdot T^5 + 2 \cdot 10^{-11} \cdot T^4 - 5 \cdot 10^{-9} \cdot T^3 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot T^2 - 2 \cdot 10^{-4} \cdot T - 0,0248$
10	$-5 \cdot 10^{-14} \cdot T^5 + 2 \cdot 10^{-11} \cdot T^4 - 5 \cdot 10^{-9} \cdot T^3 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot T^2 - 2 \cdot 10^{-4} \cdot T - 0,0253$
50	$-3 \cdot 10^{-14} \cdot T^5 + 2 \cdot 10^{-11} \cdot T^4 - 4 \cdot 10^{-9} \cdot T^3 + 8 \cdot 10^{-7} \cdot T^2 - 2 \cdot 10^{-4} \cdot T - 0,0281$
100	$-2 \cdot 10^{-14} \cdot T^5 + 9 \cdot 10^{-12} \cdot T^4 - 2 \cdot 10^{-9} \cdot T^3 + 6 \cdot 10^{-7} \cdot T^2 - 2 \cdot 10^{-4} \cdot T - 0,0317$
200	$-2 \cdot 10^{-15} \cdot T^5 + 1 \cdot 10^{-12} \cdot T^4 - 6 \cdot 10^{-10} \cdot T^3 + 3 \cdot 10^{-7} \cdot T^2 - 1 \cdot 10^{-4} \cdot T - 0,0379$
300	$6 \cdot 10^{-15} \cdot T^5 - 2 \cdot 10^{-12} \cdot T^4 + 3 \cdot 10^{-10} \cdot T^3 + 9 \cdot 10^{-8} \cdot T^2 - 7 \cdot 10^{-5} \cdot T - 0,0422$
700	$6 \cdot 10^{-15} \cdot T^5 - 4 \cdot 10^{-12} \cdot T^4 + 1 \cdot 10^{-9} \cdot T^3 + 1 \cdot 10^{-7} \cdot T^2 - 1 \cdot 10^{-5} \cdot T - 0,0499$

Bei der Expansion in Turbinen wirkt sich nicht nur der Joule-Thomson-Effekt aus, sondern dem Gas wird auch Energie entzogen, wodurch sich die Temperatur weiter absenkt. Dies führt unter Umständen zu einem Bedarf an Vorwärme. Bei Vorgabe einer Endtemperatur T_2 kann die nötige Eingangstemperatur abgeschätzt werden, vgl. [44]. Es gilt:

Formel 3

$$T_2 = T_1 * \frac{Z_1}{Z_2} * \left(\frac{\pi^{\frac{\bar{k}-1}{\bar{k}}} - 1}{\eta_s} + 1 \right)$$

Wobei T_1 die Eintrittstemperatur in die Turbine, π das Druckverhältnis p_2/p_1 , \bar{k} den mittleren Isentropenexponenten und η_s den isentropen Wirkungsgrad angibt. Über letzteren kann nur mit Hilfe von Messungen eine Aussage getroffen werden. Er liegt meist zwischen 60 und 85%, was in Kapitel 4 näher erläutert wird. Z_1 und Z_2 stehen für die Realgasfaktoren, die für Methan und Wasserstoff Abbildung 3.3 zu entnehmen sind. Deutlich ist zu erkennen, dass Methan mit zunehmendem Druck ein geringeres Volumen einnimmt als ein Idealgas⁹. Bei Wasserstoff ist es umgekehrt. Mit steigenden Drücken und sinkenden Temperaturen vergrößert sich der Unterschied.

⁹ Zu beachten ist, dass diese Aussage so nur im hier betrachteten Druckbereich bis 100 bar gilt. Bei höheren Drücken oberhalb von 200 bar nimmt der Realgasfaktor von Methan wieder zu und übersteigt ab etwa 450 bar schließlich den Faktor von Wasserstoff.

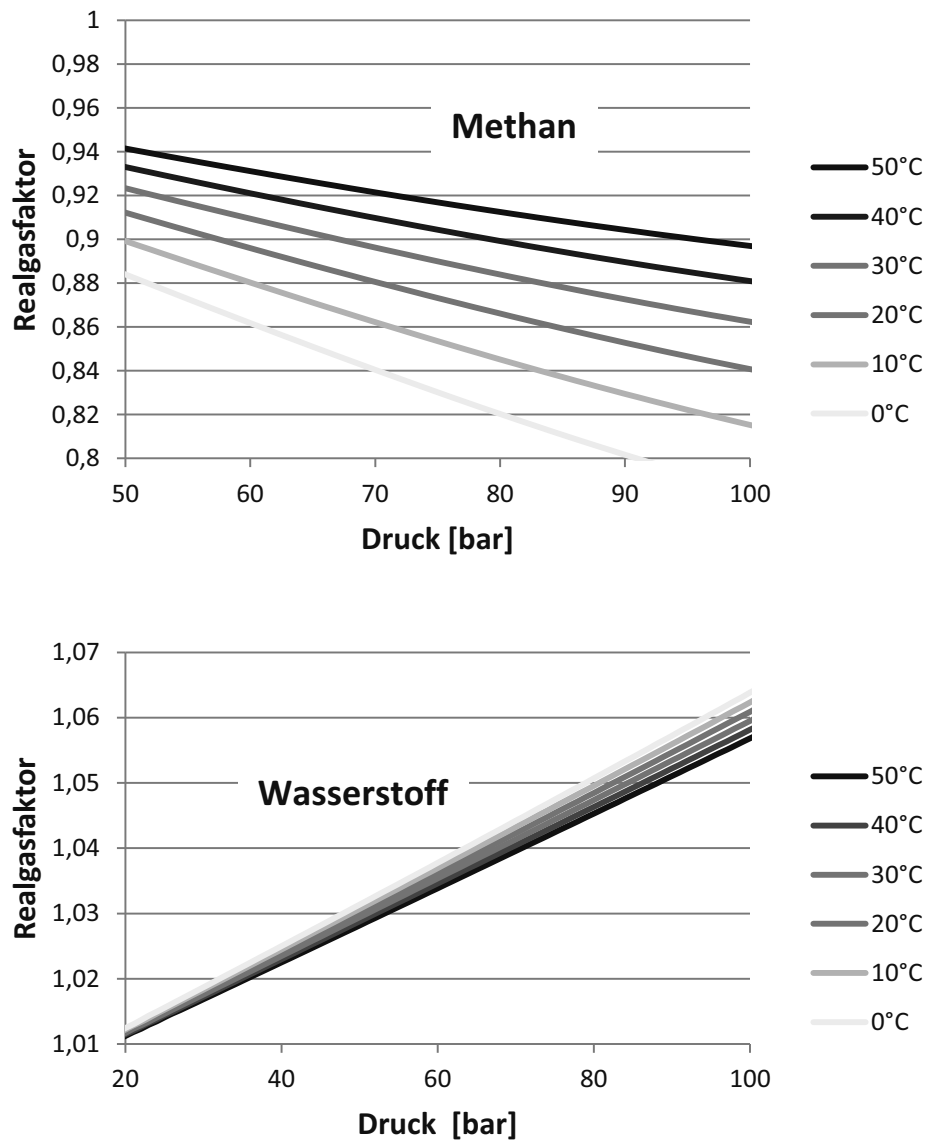


Abbildung 3.3: Realgasfaktoren Z in Abhängigkeit von Druck und Temperatur
Oben: Methan; Daten aus [43], Unten: Wasserstoff; Daten aus [43]

Der mittlere Isentropenexponent \bar{k} , dessen Werte Abbildung 3.4 entnommen werden können, ist wie folgt definiert:

Formel 4
$$\bar{k} = \frac{k(p_1, T_1) + k(p_2, T_2)}{2}$$

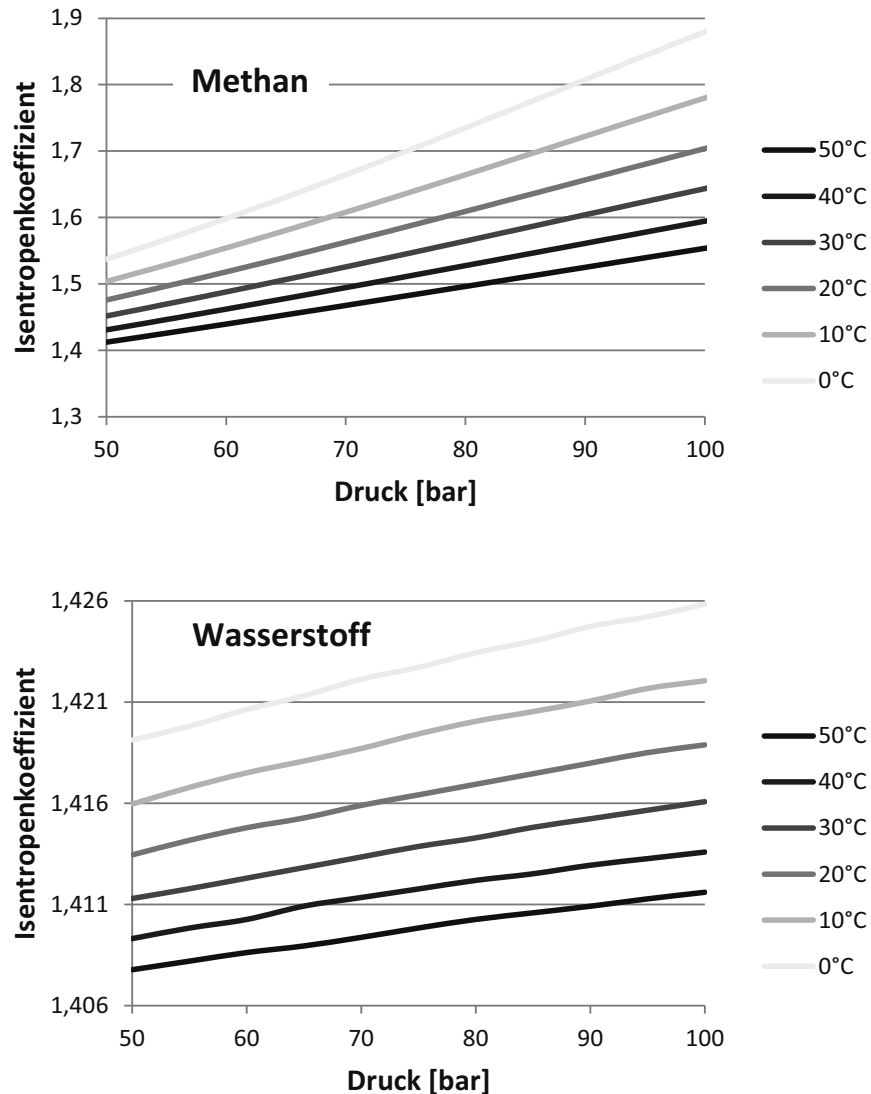


Abbildung 3.4: Werte für den Isentropenkoeffizienten k in Abh. von Druck und Temperatur
Oben: Methan; Daten aus [43], Unten: Wasserstoff; Daten aus [43]

Der Isentropenkoeffizient steigt mit zunehmendem Druck und steigender Temperatur. Bei Methan ist die Steigung progressiv und bei Wasserstoff degressiv, vgl. Abbildung 3.4. Durch Umstellen von Formel 3 folgt die Temperatur T_1 .

Weil \bar{k} von T_1 abhängig ist, kann eine Berechnung nur iterativ vorgenommen werden. Die notwendige Wärmezufuhr \dot{Q} ergibt sich schließlich aus folgender Beziehung:

Formel 5
$$\dot{Q} = \dot{m} * \bar{c}_p * (T_1 - T_{ein})$$

Mit dem Massenfluss \dot{m} , der mittleren isobaren Wärmekapazität $\overline{c_p}$ und der Temperaturdifferenz kann die benötigte Wärmemenge berechnet werden. T_{ein} ist die Eintrittstemperatur. Die Wärmekapazität steigt mit zunehmender Temperatur und zunehmendem Druck, vgl. Abbildung 3.5.

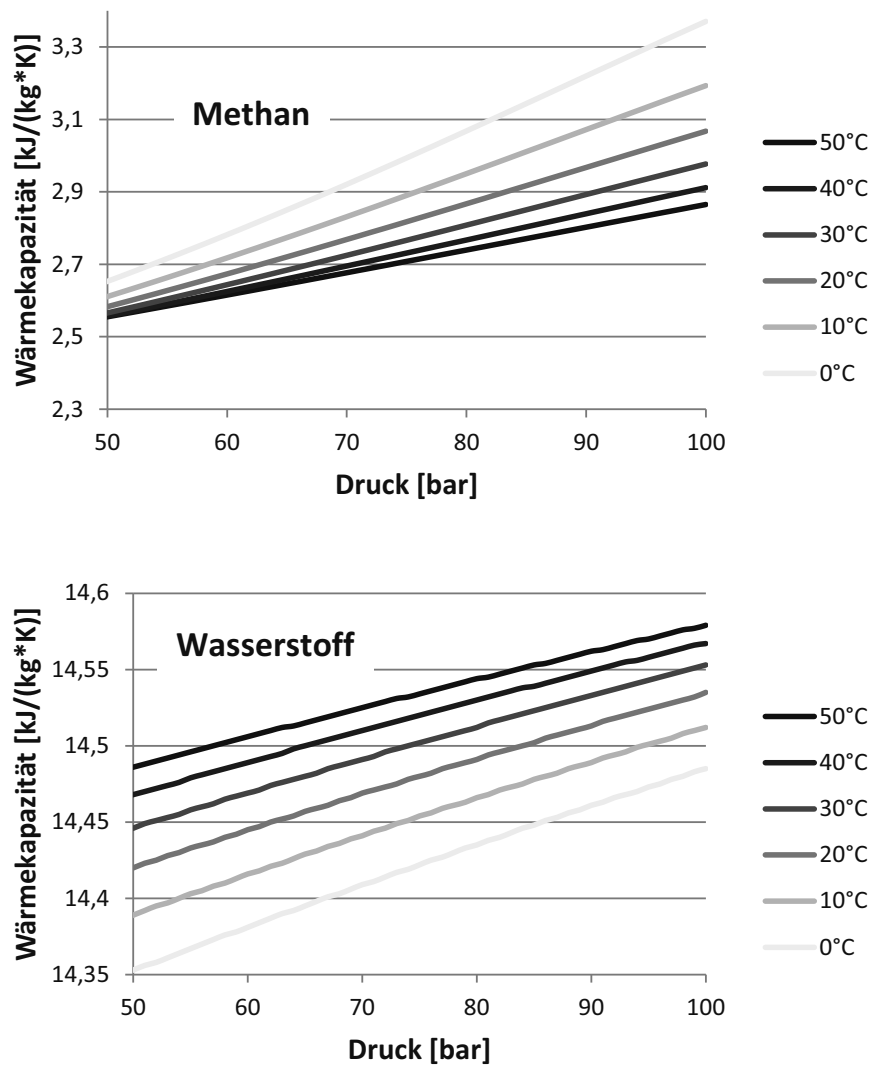


Abbildung 3.5: Isobare Wärmekapazität c_p in Abhängigkeit von Temperatur und Druck
Oben: Methan; Daten aus [43], Unten: Wasserstoff; Daten aus [43]

3.2 Permeation von Wasserstoff durch Feststoffe

Beim Wasserstoff treten weitere Effekte auf, die einen Einfluss auf das Pipelinesystem haben. Das sind einerseits die Permeation, die u.a. für die Leckage aus dem Rohr verantwortlich ist, und andererseits die Wasserstoffversprödung, die einen Einfluss auf die Bruchmechanik und damit die Langzeitstabilität des Rohrsystems hat.

Unter Permeabilität versteht [45] die „Durchlässigkeit von ggf. porösen Festkörpern, insbesondere dünnen Trennwänden, für bestimmte Stoffe (Gase, Flüssigkeiten, gelöste Moleküle, Ionen oder Atome). So sind z.B. Tonzyylinder durchlässig (*permeabel*) für Wasser und andere polare Flüssigkeiten oder für Gase wie Sauerstoff“. Unter Permeation versteht [45] „fachsprachlich den Vorgang des Durchwanderns oder Durchdringen eines Stoffes durch einen anderen“. [46] führt aus, dass die Permeation druckdifferenzgetrieben ist und der Vorgang sich in Absorption, Diffusion, Desorption und Verdampfung der permeierten Anteile von der Grenzfläche der Unterdruckseite unterteilt. Eine detaillierte Beschreibung der Reaktionsschritte der Wasserstoff-Absorption aus der Gasphase kann [47] und [48] entnommen werden. Die Permeabilität eines Feststoffs gegenüber einem Gas etc. setzt sich aus dem Produkt von Diffusivität und Löslichkeit zusammen [49, 50, 51].

Die Permeation ist aus zwei Gründen von Relevanz. Zum Einen kann sie sicherheitstechnisch von Bedeutung sein, wenn die verwendeten Materialien sicherheitsrelevante Mengen an Wasserstoff freisetzen. Als sicherheitsrelevante Größe wird in der Regel 1 Vol.-% in Luft angesehen. Zum Anderen bedeutet eine hohe Permeabilität, auch wenn sie nicht sicherheitsrelevant sein sollte, einen stofflichen Verlust an Wasserstoff, was als Leckageverlust berücksichtigt werden muss.

Die Permeabilität von Metallen für Wasserstoff wird im Folgenden durch das so genannte Trapping-Modell erläutert. Nach diesem Modell kann der von Eisen oder Stählen absorbierte Wasserstoff in drei verschiedenen Bindungszuständen erfasst und beschrieben werden [52, 53, 54, 55]¹⁰:

- Wasserstoff in idealem Lösungszustand auf weitgehend unverformten Zwischengitterplätzen des Eisens (die freie Trapping-Enthalpie $\Delta G_T \approx 0$)
- Wasserstoff auf elastisch aufgeweiteten Zwischengitterplätzen in Spannungsfeldern um Fremdatome, Versetzungen, Ausscheidungen usw. (flache Traps, $|\Delta G_T| < 30$ kJ/mol H)
- Wasserstoff auf Plätzen starker Bindung, wie im Kern von Stufenversetzungen oder im Bereich von Korn- und Phasengrenzen (tiefe Traps, $|\Delta G_T| < 50$ kJ/mol H)

Im Trapping-Modell wird bei von Eisen oder Stählen absorbiertem Wasserstoff zwischen ideal gelöstem und dem von Gitterstörstellen, also Wasserstoff-Fallen, eingefangenen Wasserstoff unterschieden. Der gelöste Wasserstoff besetzt Zwischengitterplätze in weitgehend ungestörten Gitterbereichen. Der Übrige steht in Wechselwirkung mit den Traps und ist mehr oder weniger stark an diese Plätze gebunden. Die Bindungsenergie entspricht der Energiedifferenz zwischen den beiden Zuständen „gelöst“ und „eingefangen“ [52]. ΔG_T ist dabei die freie Enthalpie der Trapping-Reaktion und kann auch als Bindungsenergie der Traps für Wasserstoff bezeichnet werden [52]. Wasserstoff hat eine hohe Mobilität im Metall. Verset-

¹⁰ Der Ausdruck „hydrogen trap“, also Wasserstoff-Falle, oder auch nur „trap“ ist ein üblicher Begriff in der Fachliteratur und wird oftmals nicht ins Deutsche übersetzt.

zungen und Unvollkommenheiten im Material verzögern diese Diffusion und können als Traps agieren [56].

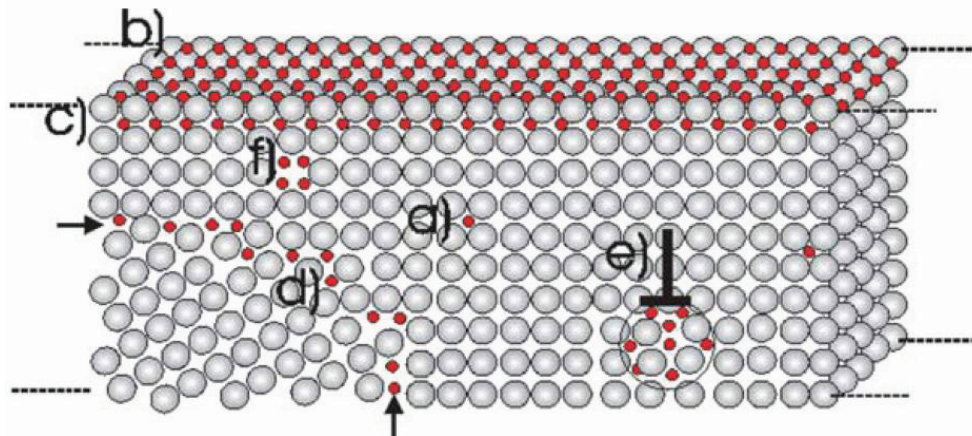


Abbildung 3.6: Schematische Darstellung von Defekten in Stählen und die Ansammlung von Wasserstoffatomen (rot) [57]

Abbildung 3.6 aus [57] zeigt schematisch, wie sich Defekte in Stählen auf die Ansammlung von Wasserstoffatomen auswirken. Wasserstoffatome können sich in der Gitterstruktur (a), an der Oberfläche (b) oder direkt unterhalb der Oberfläche (c) festsetzen. Des Weiteren können sie sich in Versetzungen (e), hier im rechten Winkel zum Diagramm, Korngrenzen (d) und Leerstellen (f) ansammeln [58]. In Eisen und Stählen treten mit den verschiedenen Fehlern im Grundgitter, wie Verunreinigungen, Leerstellen, Legierungselementen, Versetzungen, Ausscheidungen, Korn- und Phasengrenzen sowie Poren und Mikrorissen, stets Plätze unterschiedlicher Bindungsenergien für Wasserstoff auf [52]. Sie lassen sich in guter Näherung in zwei Klassen einteilen, in flache Traps ($|\Delta G_T| < 30 \text{ kJ/mol H}$) und tiefe Traps ($|\Delta G_T| < 50 \text{ kJ/mol H}$).

Flache, auch reversibel genannte Traps, treten in den elastisch aufgeweiteten Zwischengitterplätzen in Spannungsfeldern um Versetzungen, Fremdatome, Legierungselemente und Ausscheidungen auf [59]. Als tiefe, auch irreversibel genannte Traps, sind vor allem Plätze im Kern von Stufenversetzungen und im Bereich von Korn- oder Phasengrenzen sowie substituierte Hydridbildner anzusehen [59]. Die Bindungsenergie dieser Traps ist groß, so dass sie schon bei Raumtemperatur praktisch vollständig durch Wasserstoff besetzt werden. Stähle mit einer höheren Festigkeit verfügen, bedingt durch Legierungszusätze und kalte Verformungen, über eine höhere Anzahl an tiefen Traps.

Für die Permeabilität in Abhängigkeit der Temperatur gilt $\Phi_H = \Phi_H^0 \exp\left\{-\frac{\Delta H_p}{RT}\right\}$, wobei die für reines, rekristallisiertes Eisen ermittelte Permeationsenthalpie $\Delta H_p = 34,3 \text{ kJ/mol H}$ eingesetzt werden kann [52]. Eine Auflistung verschiedener Materialien kann Tabelle 3.4 entnommen werden. Die Einflussgrößen werden experimentell ermittelt. Ein genauer Aufbau des Experiments kann ISO 17081 [60] entnommen werden. [61] und [62] verdeutlichen das Experiment für beschichtete Materialien. Bei Gültigkeit des 1. Fick'schen Gesetzes kann die Wasserstoffpermeabilität auch direkt über die Konzentration c , die Diffusion D und den Partialdruck p ausgedrückt werden:

Formel 6
$$\Phi_H = c_H^0 * D_H / \sqrt{p_{H_2}^0} \quad [\text{mol H} / (\text{cm}^2 \cdot \text{s} \cdot \text{bar}^{1/2})]$$

Die Permeabilität Φ_H ist eine Materialgröße, die vom Material, dem Permeat und der Temperatur abhängig ist. Für die Permeation F gilt:

Formel 7
$$F = \frac{\Phi_H}{d} \quad [\text{mol H} / (\text{cm}^2 \cdot \text{s} \cdot \text{bar}^{1/2})]$$

Die Permeation wird über einen Differenzdruck normiert. Der Stofffluss J gibt schließlich die Menge an, die über die Oberfläche A und den Differenzdruck Δp aus dem System permeiert, also den Körper durchwandert.

Formel 8
$$J = \frac{\Phi_H}{d} * A * \Delta p \quad [\text{mol H/s}]$$

Der Stofffluss J ist abhängig von der Permeabilität Φ_H , der Oberfläche A, der Materialdicke d und dem Differenzdruck Δp . Üblicherweise wird der Stofffluss in $[\text{Nm}^3/\text{s}]$, $[\text{kg/s}]$ etc. angegeben. Je höher die Permeabilität ist, desto größer ist der Stofffluss, dies gilt ebenfalls für die Oberfläche und den Differenzdruck. Eine größere Oberfläche und eine höhere Triebkraft vergrößern J. Die Materialdicke d reduziert ihn.

Die Permeabilität fällt unter der Wirkung der verschiedenen Mikrostrukturen der Stähle im Vergleich zum reinen Eisen im Allgemeinen um ca. 50% ab [52]. Früher wurde davon ausgegangen, dass die Korngröße keine wesentliche Rolle spielt [63]. [63] bezweifelt dies. So ist zumindest die Diffusion von der Gitterstruktur abhängig [64]. Der Φ_H -Abfall kann im Wesentlichen auf die Verminderung des Diffusionsquerschnitts durch die Summe der Wirkungsquerschnitte der Karbid- und Nitrid-Ausscheidungen, der Verunreinigungen und Einschlüsse, des durch tiefe Traps gebundenen Wasserstoffs und der komprimierten Gitterzonen im Bereich von Druckspannungen zurückgeführt werden [52]. So vergrößert sich die Anzahl der tiefen Fallen mit einer steigenden Anzahl von Karbiden/Ferriten-Oberflächen und für nicht-zusammenhängende Ablagerungen [50, 65]. Niob, Vanadium und Titan wirken beispielsweise über die Art der Ausscheidung ihrer Karbide und die Erzeugung innerer Spannungen. Der Einfluss von Vanadium ist am stärksten. Es senkt die Permeation um bis zu 30%. Der Einfluss von Nb ist hingegen zu vernachlässigen und Ti bewegt sich dazwischen. Der Φ_H -Abfall steigt allgemein mit dem Grad der inneren Spannungen und ist daher am größten bei den Wärmeeinflusszonen, kurz: WEZ, von Schweißnähten, die auch als HAZ-Strukturen¹¹ bezeichnet werden, ohne nachfolgendes Tempern. In diesen kann der Permeationsabfall bis zu 50% betragen [52]. Des Weiteren vermindern Silizium und Chrom die Permeation: Silizium durch Verminderung der Wasserstoff-Löslichkeit und Chrom durch Absenken der Wasserstoffdiffusion [50]. Es ist allgemein bekannt und wurde mehrfach nachgewiesen, dass der primäre Φ_H -Abfall bei Stahl von etwa 20 bis 40% im Vergleich zu Eisen auf die Wirkung des Legierungselements Silizium zurückzuführen ist, das im Allgemeinen in Konzentrationen von 0,25 bis 0,45 Gew.-% vorliegt [52].

Der Diffusionskoeffizient des Wasserstoffs (D_T), der den stationären Wasserstofffluss kontrolliert, hängt stark von der Mikrostruktur der Stähle ab. D_T fällt definitionsgemäß unter der Wirkung der flachen Traps ab, die bei steigenden inneren Spannungen wie in vergüteten Stäh-

¹¹ HAZ: heat-affected zone

len und Wärmeeinflusszonen von Schweißnähten ohne Tempern zunehmen. Eine erhöhte Versetzungsdichte, besonders nach Kaltverformung, führt ebenfalls zu niedrigeren D_T -Werten [63, 52]. Durch das Ausscheiden feindisperser Karbide, insbesondere von VC_x , kann ein feinmaschiges Versetzungsnetz stabilisiert und D_T auf diese Weise niedrig gehalten werden [52].

Die Löslichkeit des Wasserstoffs in Eisen und Stählen ist gegeben durch die Konzentration des diffusiblen Wasserstoffs im Gleichgewicht mit $p_{H_2} = 1$ bar. In reinem, Trap-armen Eisen und in Stählen wird die Löslichkeit durch die Wechselwirkungen zwischen Wasserstoff und flachen Traps generell erhöht. Die Konzentration des beweglichen Wasserstoffs in Eisen und Stählen, steigt im Wesentlichen mit dem Trapping-Effekt der flachen Traps in elastischen Spannungsfeldern an. Dazu gehören vergütete Stähle und die Wärmeeinflusszone von Schweißnähten. Sie nimmt darüber hinaus unter dem Einfluss hoher Versetzungsdichten und/oder hoher innerer Spannungen stark zu, was sich besonders am Beispiel des kaltverformten reinen Eisens zeigt. Die Wasserstofflöslichkeit kann durch die Erhöhung der Versetzungsdichte um einen Faktor von bis zu 1000 erhöht werden [54]. Die Löslichkeit verhält sich in diesem Fall gegenläufig zum Diffusionskoeffizienten.

Der direkte Vergleich von Diffusion und Löslichkeit hat gezeigt, dass das Absorptionsverhalten einen größeren Einfluss auf die Permeabilität als der Diffusionskoeffizient hat [64]. Das Wasserstoffmolekül wird zunächst an der Oberfläche dissoziiert, bevor der Wasserstoff atomar in das Metall hineindiffundiert und so die Zwischengitterplätze einnehmen kann. Jeder dieser Plätze kann nur einmal besetzt werden. Die Atome springen von einer besetzten zu einer benachbarten freien Stelle. In der Konsequenz steigt die Diffusion. Normale Gitteratome diffundieren im Gegensatz zu Zwischengitteratomen durch den üblichen Leerstellenmechanismus [64]. Gitterfehler, wie Leerstellen, Versetzungen, Korngrenzen oder Verunreinigungen, erhöhen das Fallenpotenzial für Wasserstoff und verändern daher dessen Verhalten. [64] hat den Einfluss von Diffusionskoeffizient und Löslichkeit analytisch aufbereitet und experimentell überprüft. Er stellt für den Wasserstofffluss folgende Proportionalität auf:

Formel 9

$$J \propto \frac{D}{L} \left(\sqrt{\frac{p_2}{p_0}} - \sqrt{\frac{p_1}{p_0}} \right) * e^{\frac{\Delta S^{nc}}{k_B}} * e^{\frac{\Delta H}{k_B T}}$$

Der Diffusionskoeffizient D geht linear über die Probenlänge L ein. ΔS steht für die Entropie¹² und k_B für die Boltzmann-Konstante¹³. Die Löslichkeit hängt vom Druckgefälle und der Bindungsenergie ΔH ab [64]. Diese kann erheblich schwanken. So liegt sie bei Elementen der 2. Hauptgruppe, wie Strontium und Barium, bei + 0,8 bis 0,9 eV und bei Eisen bei -0,8 eV pro Mol absorbierten Wasserstoff [64]. Bei $T \rightarrow \infty$ entfällt dieser Unterschied allerdings, da sich die Metalle in ihrem Absorptionsverhalten nicht mehr unterscheiden [64].

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass Traps den Diffusionskoeffizienten senken und die Löslichkeit erhöhen. Niedriglegierte Stähle haben, bedingt durch die niedrige Trap-Dichte und die niedrige Bindungsenergie, einen höheren Diffusionskoeffizienten, aber eine niedrigere Löslichkeit als hochlegierte Stähle. Es ist hier davon auszugehen, dass die Permeationsrate etwas niedriger sein wird, da die Löslichkeit einen stärkeren Einfluss hat. Der Vergleich von AISI 4130 mit niedriglegierten Stählen scheint diesen Verdacht zu erhärten, wie Tabelle

¹² Mit nc = non-configurational

¹³ $k_B = 8,617343 \cdot 10^{-5} \text{ eV/K}$

3.4 entnommen werden kann. Es wurde allerdings nachgewiesen, dass steigende innere Spannungen in Stählen die Wasserstoff-Permeation deutlich senken. Dies wurde in früheren Untersuchungen an einem Stahl mit martensitischer oder bainitischer Struktur bzw. im Falle eines kaltverformten perlitischen Gefüges gezeigt [52]. Letztlich wurde aber bei allen untersuchten Stählen max. ein Faktor von zwei im Vergleich zu Eisen gemessen [52, 66]. Dieses kann daher für überschlägige Abschätzungen verwendet werden. Tabelle 3.3 fasst die Einflussfaktoren auf die Permeabilität in Metallen zusammen.

Tabelle 3.3: Einfluss auf die Permeabilität von Metallen gegenüber Wasserstoff

Einflussgröße	Erläuterung	Folge	Quelle
Flache Traps	Treten in den elastisch aufgeweiteten Zwischengitterplätzen in Spannungsfeldern um Versetzungen, Fremdatome, Legierungselemente und Ausscheidungen auf	Senken Diffusion und erhöhen Löslichkeit	52, 64
		Einfluss nimmt mit steigendem Partialdruck zu	
Tiefe Traps	Plätze im Kern von Stufenversetzungen und im Bereich von Korn- oder Phasengrenzen sowie substituierte Hydridbildner	Werden sofort benetzt und senken Permeation	50, 52, 64
	Anzahl steigt mit Karbiden/Ferriten-Oberflächen und für nicht zusammenhängende Ablagerungen		
Korngröße	Korngröße steigt mit zunehmender Glüh-temperatur	Erhöhte Korngröße senkt Diffusionskoeffizienten	63, 67
Kaltformen	Erhöht Anzahl der Traps	Senkt Diffusionskoeffizienten ab und erhöht Löslichkeit	52, 63
Temperatur	Erhöht Wasserstoffdiffusionskinetik; Absorptionsverhalten unterscheidet sich immer weniger	Permeation steigt mit zunehmender Temperatur	52, 63
Legierung	Die meisten Legierungen reduzieren die Permeationsrate im Vergleich zu Eisen	Permeation wird reduziert	66
	Silizium vermindert Wasserstoff-Löslichkeit		50
	Chrom senkt Wasserstoffdiffusion ab		50
	Niob, Vanadium und Titan wirken über die Art der Ausscheidung ihrer Karbide und der Erzeugung innerer Spannungen	Erhöhen die Anzahl der tiefen Traps	52
Gitterstruktur	Diffusion hängt von Gitterstruktur ab	Diffusion ist bei kubisch-raumzentrierten Metallen am höchsten; Es folgen kubisch-flächenzentrierte Metalle; CsCl-Struktur hat niedrigste Raten. Struktureller Unterschied erhöht sich mit abnehmender Temperatur	64
	Unterschiede sind durch den Abstand zwischen zwei benachbarten Zwischengitterstellen begründet. Abstand liegt bei 1,1 Å in kubisch-raumzentrierten Strukturen, bei 1,8 Å bei kubisch-flächenzentrierten und 3 Å bei CsCl-Strukturen		
	Größere Distanzen sind mit kleineren Diffusionsraten korreliert. Insbesondere liegen höhere Energiebarrieren zwischen den Zwischengitterplätzen vor. Es liegt damit höhere Aktivierungsenergie für Wasserstoffdiffusion vor		

In Tabelle 3.4 wird die Permeabilität einiger Metalle für Wasserstoff, in Abhängigkeit der Temperatur, aufgeführt. Weil die Quellen unterschiedliche Einheiten verwenden, werden sie aus Gründen der Vergleichbarkeit vereinheitlicht.

Tabelle 3.4: Permeabilität einiger Metalle gegenüber Wasserstoff

Material	Permeabilität $\left[\frac{\text{kg}}{\text{m} \cdot \text{s} \cdot \sqrt{\text{bar}}} \right]$	Temperatur [°C]	Quelle
Eisen/Eisenlegierungen ¹⁴	$5,14 \cdot 10^{-8} \exp\left(\frac{-34,4 \text{ kJ/mol}}{R \cdot T}\right)$	T in [K]	50, 52
	$2,3 \cdot 10^{-14}$	10	
	$3,8 \cdot 10^{-14}$	20	
	$9,4 \cdot 10^{-14}$	40	
	$2,1 \cdot 10^{-13}$	60	
	$4,2 \cdot 10^{-13}$	80	
	$7,9 \cdot 10^{-13}$	100	
Eisen	$2,64 \cdot 10^{-8} \exp\left(\frac{-35,1 \text{ kJ/mol}}{R \cdot T}\right)$		68
AISI 4340 Stahl	$1,66 \cdot 10^{-12}$	50	51
+ 5µm Ni-Plattierung	$4,2 \cdot 10^{-13}$	50	
+ 10µm Ni-Plattierung	$2 \cdot 10^{-13}$	50	
+ 15µm Ni-Plattierung	$8,2 \cdot 10^{-14}$	50	
Eisen mit Al ₂ O ₃ -Schicht	Verminderung um den Faktor 20 bis 700		69
Nickel	$2,12 \cdot 10^{-7} \exp\left(\frac{-54,25 \text{ kJ/mol}}{R \cdot T}\right)$	T in [K]	70
	$2,08 \cdot 10^{-17}$	10	
	$4,57 \cdot 10^{-17}$	20	
	$1,89 \cdot 10^{-16}$	40	
	$6,61 \cdot 10^{-16}$	60	
	$2 \cdot 10^{-15}$	80	
	$5,39 \cdot 10^{-15}$	100	
Zink	$1,4 \cdot 10^{-18}$	30	71
Zink	$2 \cdot 10^{-17}$	40	62
Zinn	Vergleichbar mit Zink		61
Aluminium (rein)	$5 \cdot 10^{-21}$	20	72
Aluminium (6061)	$3,2 \cdot 10^{-23}$	30	73
Aluminium (7075)	Ca. Faktor 10 weniger als Aluminium 6061		
Kupfer	$5,7 \cdot 10^{-18}$	100	74
Kupfer	Ca. Faktor 100 weniger als Eisen		49
Silber	Ca. Faktor 100 weniger als Eisen		
Gold	Ca. Faktor 100 weniger als Eisen		

¹⁴ Permeabilität von Stahl liegt in der Regel um einen Faktor von 1,5 bis 2 darunter [52, 66]

Bei Polymeren wird der Wasserstoff ebenfalls adsorbiert, absorbiert, diffundiert dann durch die Polymerschicht und desorbiert schließlich wieder. Bei der Absorption findet allerdings keine Dissoziation statt, weshalb Wasserstoffmoleküle und nicht Wasserstoffatome durch die Schicht durchtreten. Daher geht der Druck linear und nicht mit dem Exponenten $\frac{1}{2}$ ein. In Tabelle 3.5 wird die Permeabilität einiger Polymere für Wasserstoff aufgeführt.

Tabelle 3.5: Permeabilität einiger Polymere gegenüber Wasserstoff

Material	Permeabilität $\left[\frac{kg}{m * s * bar} \right]$	Temperatur [°C]	Quelle
HDPE	$3,2 * 10^{-14}$	<0	75
	$1,6^{-13} - 2,5 * 10^{-13}$	20 – 25	
	$3,05 * 10^{-13}$	30	
	$4,6 * 10^{-13}$	40	
	$7,05 * 10^{-13}$	50	
	$7,7 * 10^{-13}$	67	
LDPE	$6,6 * 10^{-5}$	20	76
PTFE	$6,6 * 10^{-5}$	20	76
PA	$1,27 * 10^{-14}$	20	77
	$1,63 * 10^{-14}$	80	

3.3 Bruchmechanik

Wasserstoff fördert die Versprödung bestimmter Metalle. Dies wird durch die Bruchmechanik beschrieben. Auf die Ursachen und Effekte der Wasserstoffversprödung wird in Abschnitt 3.4 eingegangen. Es werden linear-elastisches, elastisch-plastisches, vollkommen plastisches und viskoplastisches Bruchverhalten unterschieden. Für jedes Werkstück wird ein maximaler Riss berechnet, bei dem es versagt. Spröde Werkstoffe, wie hochfeste Stähle, verhalten sich linear-elastisch, während zähe Werkstoffe, wie niedrigfeste Stähle, sich elastisch-plastisch verhalten. Zur Berechnung wurden zwei Ansätze entwickelt. Der K-Faktor dient für sprödes und das J-Integral für zähes Bruchverhalten. Letzteres erfasst, dass Risse in zähen Materialien anders verlaufen, weil das Material sich durch seine geringere Festigkeit plastisch verformen kann. Für eine konstante Belastung bei Stählen wird in der Regel auf diese Theorie zurückgegriffen. Neben einer niedrigen Werkstofffestigkeit werden auch relativ niedrige Temperaturen, also Umgebungstemperatur und darunter, vorausgesetzt. Es gilt [78]:

Formel 10

$$J = \int_{\Gamma} (w * \delta_y - T) * \frac{\delta_u}{\delta_x} * \delta_s$$

Mit w = Energiedichte, T = Spannungsvektor, u = Verschiebungsvektor, Γ = Integrationsweg um die Rissspitze und δ_s = Linienelement des Integrationsweges. Die Rissspitzenbeanspruchbarkeit, womit die Zähigkeit des Materials gemeint ist, wird durch das J-Integral ausgedrückt, durch Versuchskörper ermittelt und kann als Energie interpretiert werden, mit der die Rissspitze aufgeweitet werden kann, bevor der vorhandene Riss anfängt zu wachsen [78]. Für zyklische Belastung, wie im hier betrachteten Fall, ergibt sich allerdings die Schwierigkeit, dass zähe Materialien sich beim Belasten anders verhalten als beim Entlasten [79, S. 123]. Die Änderung der Belastungs-/Dehnungsrate wird vom J-Integral nicht erfasst, weshalb

die Aussagekraft eingeschränkt ist. Daher wird, wie bei spröden Materialien, auf ΔK zurückgegriffen, um das Risswachstum charakterisieren zu können. Manche Autoren haben vorgeschlagen, ein ΔJ zu entwickeln, was sich allerdings trotz plausibel erscheinender theoretischer und experimenteller Untersuchungen bisher nicht durchgesetzt hat [79, S. 515].

Das kritische Design umfasst Parameter, wie die maximal zulässige Risstiefe unter statischer Beladung und die Anzahl der Zyklen, die benötigt werden, um einen kleinen Riss unter dynamischen Druckwechseln bis zur maximal zulässigen Risstiefe wachsen zu lassen [91]. Aus Gründen der Langzeitstabilität und damit letztlich auch aus Sicherheitsgründen muss ein Versagen innerhalb der regulären Betriebszeit unter kalkulierbarer Belastung ausgeschlossen werden.

In den 1950er Jahren häuften sich Brüche, die nicht durch vorweglaufende plastische Verformungen angekündigt wurden, und dann häufig zum katastrophalen Versagen ganzer Strukturen führten [80]. Dieses Phänomen trat in den USA bereits während des 2. Weltkrieges bei den Liberty-Schiffen verstärkt auf, die während der Fahrt teilweise unerwartet in zwei Teile zerbrachen [80]. Als Ursache dieser Schäden wurde eine nicht mehr aufzuhaltende Ausbreitung von zunächst kleinen Rissen ausgemacht, die häufig an Fehlstellen im Werkstoff ihren Ausgang nahmen. Im Falle der Liberty-Schiffe waren insbesondere die Schweißnähte betroffen, die zur damaligen Zeit als hochmodern gepriesen wurden [80]. Bedingt durch die Tatsache, dass eine neue und gravierende Form des Versagens entdeckt wurde, entwickelte sich ein neues Forschungsgebiet, das sich auf diesen Bereich spezialisiert hat [80]. Dieser als Bruchmechanik bezeichnete Bereich geht von der Existenz von Rissen aus, wobei insgesamt drei Beanspruchungsfälle unterschieden werden, vgl. Abbildung 3.7 [80].

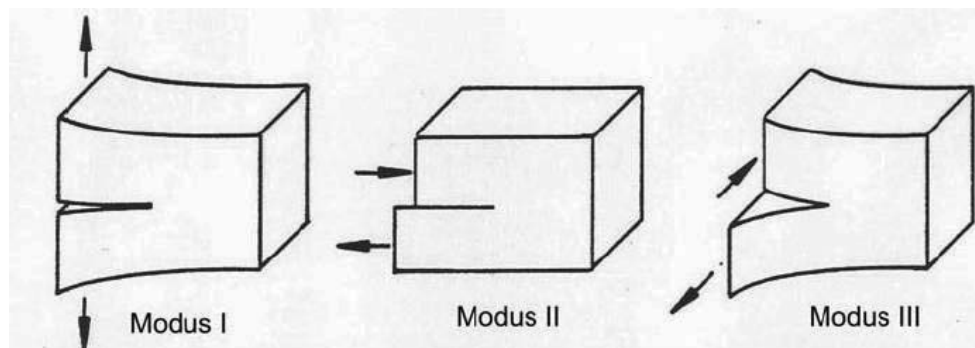


Abbildung 3.7: Beanspruchungsarten des Risses [80, 81]

Modus I in Abbildung 3.7 zeigt den durch Normalspannungen senkrecht zum Riss belasteten Rissöffnungsmodus, während Modus II und III durch unterschiedlich orientierte Schubspannungen verursacht werden. Da Modus I den wichtigsten Zustand beschreibt, wird nur dieser Fall weiter erläutert. Mit kleineren Veränderungen lassen sich die Aussagen aber auf die anderen beiden Fälle anwenden [80]. Die Rissausbreitung, die schließlich zum Versagen führt, erfolgt durch Schädigungsmechanismen im atomaren Maßstab, die in sehr kleinen, so genannten Prozesszonen vor der Rissspitze wirken und durch rissspitzennahe Spannungs- und Dehnungsfelder kontrolliert werden [80]. In der so genannten linear elastischen Bruchmechanik wird angenommen, dass der Werkstoff rein elastisch reagiert und ein Riss als Kerb mit unendlich kleinem Kerbradius betrachtet werden kann [80]. Diese Annahmen führen da-

zu, dass die Spannung an der Rissspitze unendlich hoch wird. Auch wenn dies physikalisch nicht sinnvoll ist, führen die Ergebnisse, zumindest bei spröden Werkstoffen, trotzdem zu brauchbaren Ergebnissen [80]. Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass an den Rissspitzen Kräfte wirken, die die Bindungskräfte bei weitem übersteigen und daher eine weitere Verfeinerung nicht notwendig ist. Bei der Analyse des Rissspitzen Spannungsfeldes wird von einem Riss mit einer Länge von $2a$ in einer unendlich ausgedehnten Scheibe ausgegangen, wobei diese als homogen und durch eine biaxiale Spannung σ_∞ beansprucht angenommen wird, wie Abbildung 3.8 entnommen werden kann [80].

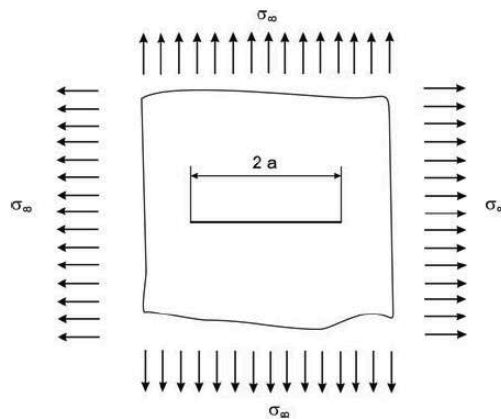


Abbildung 3.8: Analyse des Rissspitzen Spannungsfeldes [79, 80]

Zur Beschreibung des Spannungsfeldes wird am sinnvollsten ein Polarkoordinatensystem verwendet, wie es in Abbildung 3.9 dargestellt ist, bei dem der Ursprung mit der Rissspitze zusammenfällt. Ein Punkt auf der Scheibe wird somit durch den Abstand r von der Rissspitze und den Winkel θ beschrieben [80, 81].

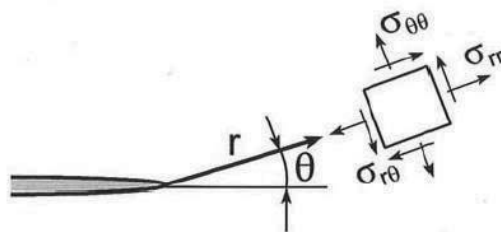


Abbildung 3.9: Rissspitzen-Koordinatensystem [80]

In einem so definierten Koordinatensystem lassen sich die Spannungskomponenten σ_{rr} , $\sigma_{\theta\theta}$ und $\sigma_{r\theta}$ durch eine unendliche Reihe beschreiben. Deren jeweils erste Glieder werden durch die folgenden Gleichungen beschrieben, die als Irwin-Williams- oder Sneddon-Gleichungen bezeichnet werden [80, 81]:

Formel 11

$$\sigma_{rr} = \frac{K_I}{\sqrt{2\pi}} * \frac{1}{\sqrt{r}} * \left[\cos \frac{\theta}{2} \left(1 + \sin^2 \frac{\theta}{2} \right) \right] + \dots + \dots$$

Formel 12
$$\sigma_{\theta\theta} = \frac{K_I}{\sqrt{2\pi}} * \frac{1}{\sqrt{r}} * \left[\cos^3 \frac{\theta}{2} \right] + \dots + \dots$$

Formel 13
$$\sigma_{r\theta} = \frac{K_I}{\sqrt{2\pi}} * \frac{1}{\sqrt{r}} * \left[\sin \frac{\theta}{2} \cos^2 \frac{\theta}{2} \right] + \dots + \dots$$

Die Proportionalitätskonstante K_I wird Spannungsintensitätsfaktor genannt und beschreibt die Beanspruchung der Rissspitze durch das äußere Spannungsfeld. Er hängt von der Risslänge a , der entfernt vom Riss wirkenden Spannung σ_∞ und der Geometrie des Bauteils ab. Der Index „I“ steht dabei für den Belastungsmodus I. Abbildung 3.10 kann entnommen werden, dass die Darstellung der ersten Glieder der unendlichen Reihe das Rissspitzenspannungsfeld in der so genannten K-dominierten Zone ausreichend genau beschreibt, so dass auf eine exakte Ermittlung der Glieder höherer Ordnung, durch welche lediglich der Übergang zur entfernt wirkenden Spannung σ_∞ beschrieben wird, verzichtet werden kann [80].

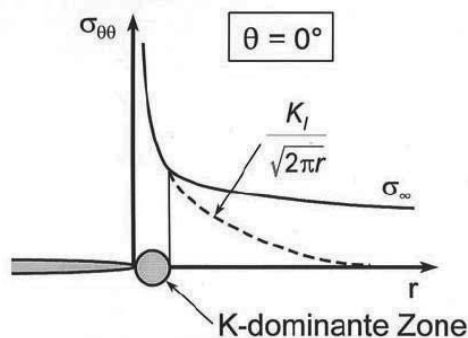


Abbildung 3.10: Verlauf der Tangentialspannung $\sigma_{\theta\theta}$ vor der Rissspitze nach Formel 12 [80]

Für einen Riss in einer unendlich ausgedehnten Scheibe unter biaxialer Zugspannung gilt nach Abbildung 3.8:

Formel 14
$$K_I = \sigma_\infty \sqrt{\pi a}$$

Um Aussagen über das Verhalten von realen Bauteilen treffen zu können, werden die Geometrie und die Wechselwirkung mehrerer Risse oder die konkrete Belastungssituation durch einen Korrekturfaktor Y berücksichtigt, der entweder analytisch oder numerisch bestimmt werden kann [80, 79]:

Formel 15
$$K_I = \sigma_\infty \sqrt{\pi a} * Y$$

Mit dem Spannungsintensitätsfaktor K_I kann die Frage beantwortet werden, ob ein Riss wächst oder nicht. Beim Spröbruch wird beobachtet, dass sich ein Riss ausbreitet, wenn K_I einen kritischen Wert annimmt. Dieser hängt nur vom Werkstoff ab. Die Rissausbreitung erfolgt dann instabil, d.h. schlagartig mit hoher Geschwindigkeit. Der kritische Spannungsintensitätsfaktor wird Bruchzähigkeit genannt und mit K_{Ic} abgekürzt [80]. Dieser Wert ist eine größenunabhängige Materialeigenschaft [79], wird aber z.B. durch Wasserstoff massiv be-

einflusst. So kann Wasserstoff den Wert im Extremfall von $130 \text{ MPa}\sqrt{m}$ auf bis zu $12 \text{ MPa}\sqrt{m}$ absenken [59]. Im Falle einer instabilen Rissausbreitung gilt:

$$\text{Formel 16} \quad K_I = K_{Ic}$$

Die Bruchzähigkeit hängt nicht nur von der chemischen Zusammensetzung der Metalle und Legierungen ab, sondern auch stark von ihrer Wärmebehandlung und Mikrostruktur. Eine exakte Vorhersage des Versagens ist in der Regel nicht möglich. Daher quantifizieren vielmehr Wahrscheinlichkeitsanalysen das Risiko des Versagens [79]. Tabelle 3.6 können ungefähre Bereiche von Bruchzähigkeiten einiger Werkstoffe entnommen werden, die gemäß der US-amerikanischen Norm ASTM E399 geprüft bzw. experimentell ermittelt wurden [82].

Tabelle 3.6: Bruchzähigkeiten einiger Werkstoffe [82]

Werkstoff	$K_{Ic} [\text{MPa}\sqrt{m}]$
Legierter Stähle	50 ... 214
Titanlegierungen	55 ... 115
Aluminiumlegierungen	23 ... 45

Die Rissausbreitung unter schwingender Beanspruchung kann bei metallischen Werkstoffen in drei Phasen eingeteilt werden. Dazu zählen die Rissbildung, die Rissausbreitung und der Restgewaltbruch, der schließlich zum Versagen führt. Es ist praktisch nicht möglich, objektiv zwischen der Rissbildung und der Rissausbreitung zu unterscheiden, was daran liegt, dass als Risse zu bezeichnende Defekte wenige Nanometer oder einige Mikrometer lang sein können. Diese Mikrorisse können daher unter Umständen bis zu 90% der Bauteillebensdauer benötigen, um eine Länge von 0,5 - 1 mm zu erreichen. Dann können sie mit konventionellen Mitteln, wie dem Magnet- und Wirbelstromverfahren, erkannt werden [80, 83]. Der Zeitraum, bis sich ein erkennbares Risswachstum entwickelt, wird auch als Inkubationszeit bezeichnet [47].

Risswachstum wird insbesondere durch schwankende Beanspruchungen verursacht. So tritt bei schwingender Beanspruchung eine Rissverlängerung auf, die bei einmaliger Belastung zu keiner messbaren Rissausbreitung führen würde. Mit jedem Schwingenspiel wächst der Riss ein kleines Stück weiter. In diesem Fall wird von stabiler Rissausbreitung gesprochen [80, 83].

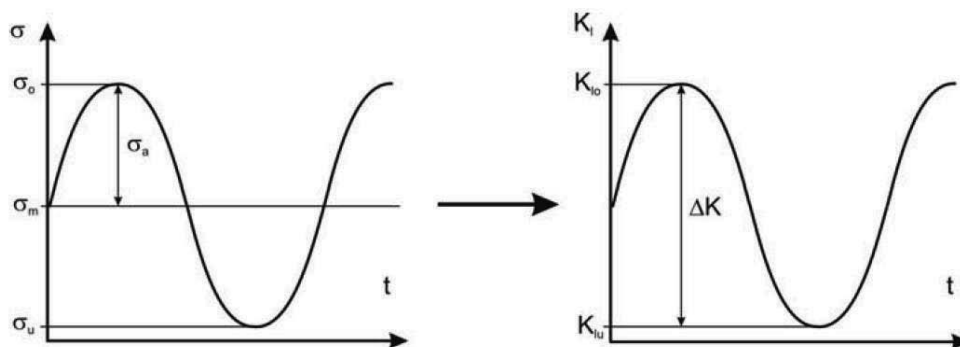


Abbildung 3.11: Bestimmung des zyklischen Spannungsintensitätsfaktors ΔK [80]

Abbildung 3.11 zeigt schematisch, wie sich eine schwingende Belastung an der Rissspitze auswirkt. Es ergeben sich ein oberer und ein unterer Spannungsintensitätsfaktor K_{Io} und K_{Iu} , deren Schwingbreite $K_{Io}-K_{Iu}$ als zyklischer Spannungsintensitätsfaktor ΔK bezeichnet wird [80]. Wird über diesen Faktor die Risswachstumsgeschwindigkeit da/dN aufgetragen, so ergibt sich eine für metallische Werkstoffe charakteristische Kurve, wie in Abbildung 3.12 dargestellt. Das Diagramm wird grob in die drei oben genannten Bereiche eingeteilt. So setzt erst ab einem Wert größer ΔK_0 Risswachstum ein, der als Bereich I bezeichnet wird. ΔK_0 hängt vom Werkstoff und insbesondere vom zyklischen Spannungsverhältnis R ab. Dieses ist wie folgt definiert [84]:

Formel 17
$$R = \frac{K_{\min}}{K_{\max}}$$

In Bereich II findet eine stabile Rissausbreitung statt, bis schließlich in Bereich III auf absehbare Zeit mit einem Versagen gerechnet werden muss. An dieser Stelle sei erwähnt, dass ΔK auch bei gleichbleibender Belastungsintensität nicht konstant ist, sondern mit der Zeit anwächst, da nach Formel 14 auch eine Abhängigkeit zur Risslänge a besteht. Weil diese oberhalb von ΔK_0 zunimmt, wird sich auch der Faktor ΔK mit der Zeit vergrößern, also im Diagramm nach rechts verschieben.

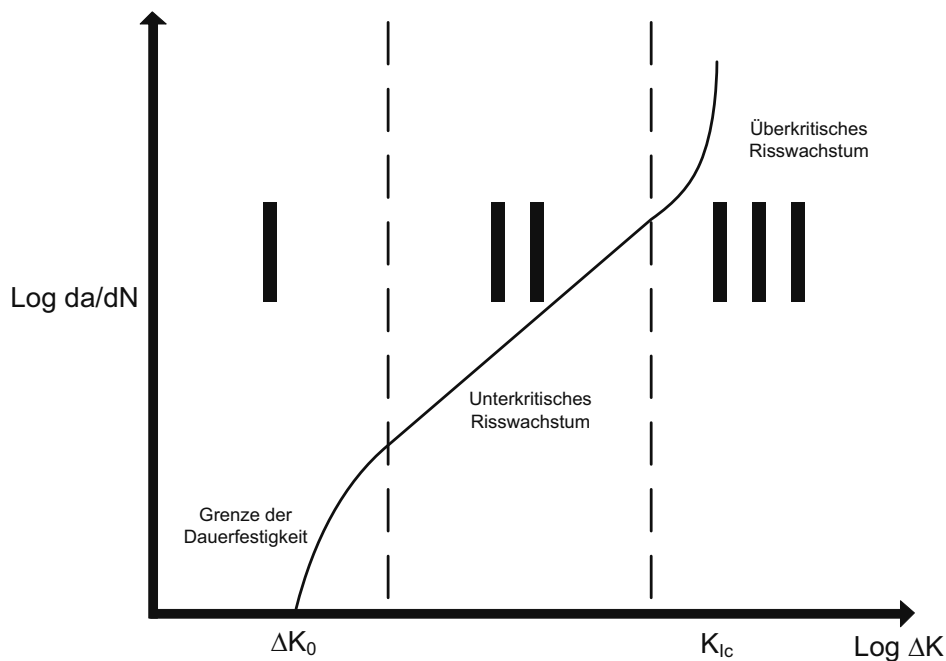


Abbildung 3.12: Schematische Darstellung eines da/dN - ΔK -Diagramms, nach [80, 79, 84]

In Bereich III steigt die Risswachstumsgeschwindigkeit progressiv an, bis schließlich bei Erreichen eines kritischen Spannungsintensitätsfaktors der Restgewaltbruch einsetzt. Auf der Bruchfläche, wie sie in Abbildung 3.13 veranschaulicht ist, können die charakteristischen Merkmale des Schwingbruches von denen des Restgewaltbruches unterschieden werden. Die durch stabile Rissausbreitung entstandene, recht glatte Schwingbruchfläche ist deutlich

von der raueren Restgewaltbruchfläche abgegrenzt. Die Schwingbruchfläche erscheint makroskopisch in der Regel spröde, d.h. sie ist unter einem Winkel von 90° zur Richtung der maximalen Hauptspannung orientiert und zeigt keine nennenswerten Hinweise auf plastische Verformungen [80]. Rastlinien auf der Schwingbruchfläche deuten auf Zwischenstadien der Rissfront hin. Stillstandzeiten hinterlassen z.B. durch Korrosion auf der Bruchfläche markante Verfärbungen. Läuft der Riss anschließend weiter, ändert sich das Erscheinungsbild und es verbleibt eine Linie auf den Bruchflächen. Mit Hilfe der Rastlinien ist es vielfach möglich, den Rissbeginn zu identifizieren. Die häufig an den Rändern der Bruchfläche auftauchenden Schublippen deuten auf eine Ausprägung als Schubspannungsbruch zum Ende der Rissausbreitung hin. Schublippen signalisieren daher immer ein Bruchende [80].

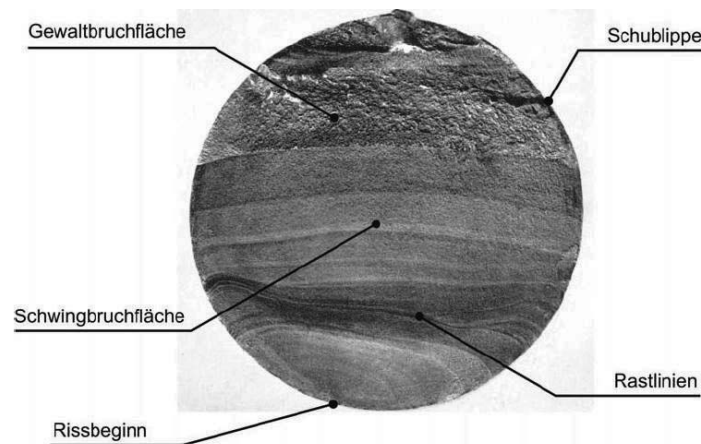


Abbildung 3.13: Makroskopisches Erscheinungsbild eines Schwingbruchs [80]

Die oben beschriebenen Effekte gelten nicht nur für Bauteile, die mit Wasserstoff in Berührung kommen. Allerdings haben Experimente eindeutig belegt, dass sich durch eine Wasserstoffumgebung die Situation erheblich verschärft. Ein exemplarischer Aufbau eines Experiments kann [85] entnommen werden.

Bei Experimenten muss neben der absoluten Belastung, also in der Regel dem Innendruck des Rohrs, auch die Schwankungsbreite R , vgl. Formel 17, berücksichtigt werden. Bei $R = 1$ liegt keinerlei geplante Schwankung vor, während bei $R = 0,1$ eine große Schwankung vorliegt. Periodische Belastung gilt generell als versprödungsfördernd [47].

Abbildung 3.14 zeigt zwei Vergleiche der Risswachstumsraten in Abhängigkeit des Spannungsintensitätsfaktors bei Wasserstoff und Luft. Eine Wasserstoffumgebung führt dabei zu einer höheren Ermüdungsrisswachstumsrate, die in mm/Zyklus gemessen wird. Die Proben im oberen Diagramm wurden mit Schwankungen von $R = 0,15$ bei einer Frequenz von 1 Hz mit 69 bar Wasserstoff belastet. Im unteren Bild wurde eine Rohrprobe aus API 5L X42 ebenfalls bei 69 bar belastet. Die Frequenz lag bei 1 Hz und Schwankung bei 0,1. Der Durchmesser betrug 30,5 cm und die Wandstärke 0,95 cm [87]. Die untersuchten Stähle werden u.a. für Rohre eingesetzt, was in Kapitel 4 weiter erläutert wird.

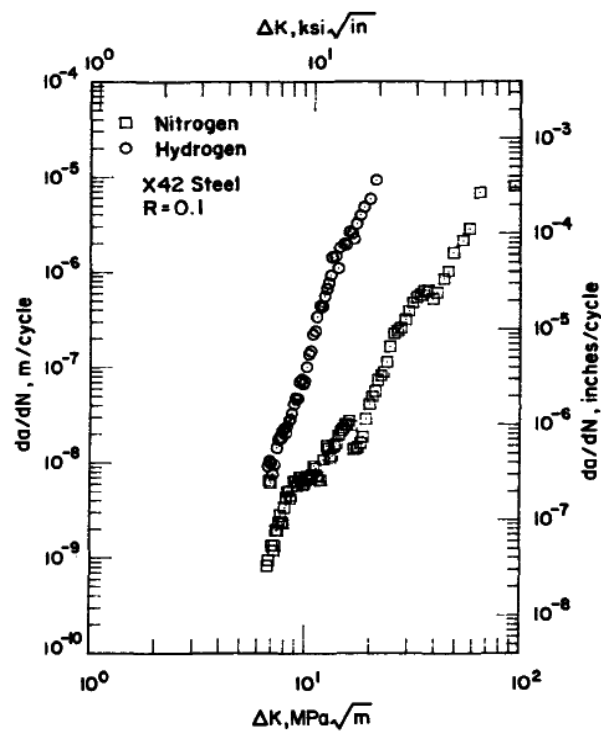
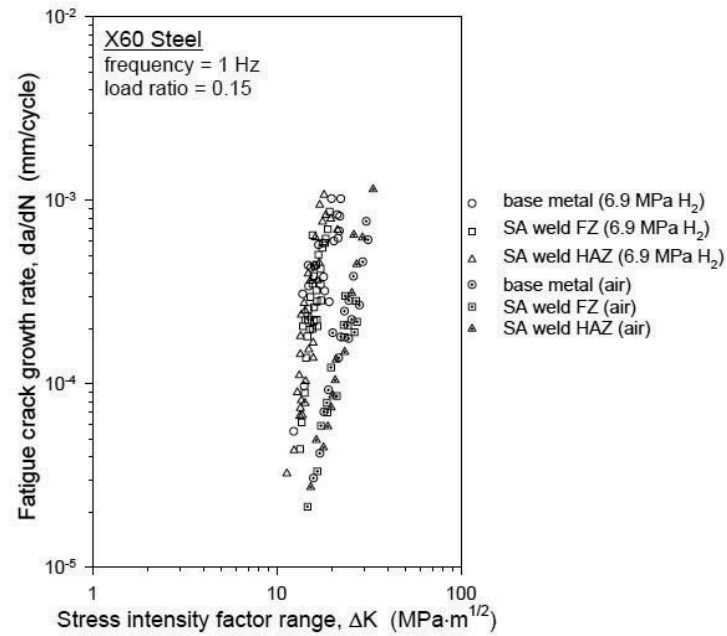


Abbildung 3.14: Vergleich von Risswachstumsraten bei Wasserstoff und Luft.
Oben: [86], Unten: [87]

Versagen setzt ein, sobald die obere Grenze für unterkritisches Risswachstum, die Risszähigkeit K_{Ic} des Materials, erreicht wird. Wenn ein Riss bis zu diesem Punkt gewachsen ist, versagt der noch verbliebene Restquerschnitt durch Gewaltbruch. In einem Wasserstoffdruckgasbehälter bildet sich als Folge davon in der Regel ein durch die Wand gehender Riss. Durch diesen kann im Normalfall das Gas entweichen. Die Belastung des Behälters nimmt somit ab. Unter besonders ungünstigen Umständen ist es allerdings auch möglich, dass sich der entstandene Wanddurchbruch weiterhin instabil ausbreitet und der Behälter aufreißt oder sogar bricht. Diese Situation tritt dann ein, wenn der durch die Wand gehende Riss eine bestimmte, kritische Länge l_c überschreitet, die von der Risszähigkeit K_{Ic} und der Streckgrenze R_p des Behälterstahls sowie von der Umfangsspannung σ und der Wanddicke t des Behälters abhängt [47]. Diese kritische Risslänge ergibt sich nach Irwin wie folgt [88]:

Formel 18

$$l_c = \frac{2K_{Ic}^2}{\pi\sigma^2} \left[1 + \frac{1,4K_{Ic}^4}{t^2 R_p^4} \right] \left[1 - 0,5 \left(\frac{\sigma}{R_p} \right)^2 \right]$$

Für die kritische Risslänge hat die werkstoffspezifische Risszähigkeit die größte Bedeutung. Der K_{Ic} -Wert hängt insbesondere bei vergüteten Stählen, gleiche Festigkeit vorausgesetzt, sehr stark von der Gefügeausbildung, d.h. von der Qualität der Wärmebehandlung ab und entscheidet im Allgemeinen darüber, ob ein Behälter im Schadensfall nur undicht wird oder birst [47]. Tabelle 3.6 zeigt Bruchzähigkeitsbereiche einiger Materialien.

3.4 Wasserstoffversprödung

Gegen Ende des 19. Jahrhunderts wurden bei Druckgasbehältern immer wieder Schäden festgestellt, die auf wasserstoffspezifische Rissbildung zurückgeführt wurden [89, 90]. Der dahinterstehende Effekt war lange Zeit unbekannt, konnte aber insbesondere bei Behältern festgestellt werden, die häufigen und starken Druckschwankungen ausgesetzt wurden [47, 91]. Gegen Mitte der 1960er Jahre wurden immer mehr Erkenntnisse hierzu gesammelt und analysiert, so dass das Versagen schließlich auf die speziellen Eigenschaften des Wasserstoffs zurückgeführt werden konnten [90]. Dieser heute als Wasserstoffversprödung bezeichnete Effekt wird nach DIN 50969-1 wie folgt definiert [92]:

„Unter fertigungsbedingter, wasserstoffinduzierter Rissbildung oder wasserstoffinduziertem Spröddbruch wird [...] eine Werkstoffschädigung verstanden, die als Folge der Eindiffusion atomaren Wasserstoffs in den Werkstoff eintreten kann. Ausgelöst werden können diese Schäden durch eine kritische Kombination unterschiedlicher Einflussgrößen:

a) Werkstoffbedingt:

- Gefüge/Gefügefehler (Gitterbaufehler, Verunreinigungen, Korngrenzen)
- Festigkeit/Verfestigungen
- Duktilität/Zähigkeit
- Reinheitsgrad (Einschlüsse, Seigerungen, Verunreinigungen)
- Gehalte an Elementen wie Phosphor und Schwefel
- Mechanische Spannung

b) Fertigungsbedingt:

- Geometrische Randbedingungen (Kerben, Grate, konstruktiv scharfe Formübergänge)
- Umformgrade/Kaltverformung/Verfestigungen
- Wärmebehandlung ((Einsatz-)Härten, Anlassen, Tempern)
- Zugeigenspannungen

c) Beschichtungsbedingt:

- Vorbehandlung (Beizen, kathodische Entfettung usw.)
- Elektrolytische Metallabscheidung“

Der Begriff Wasserstoffversprödung wird im Allgemeinen als Überbegriff verwendet. Er beschreibt verschiedene Effekte, die zur Schwächung des Materials führen können. Wenn atomarer Wasserstoff in Stähle und bestimmte andere Materialien eindringt, wie z.B. Aluminium- und Titanlegierungen, kann dies zu einem Verlust an Zähigkeit oder Belastbarkeit und damit zu Rissbildung führen. Die Risse sind im Allgemeinen sub-mikroskopisch klein. Im schlimmsten Fall kann es in der Konsequenz zu katastrophalen Sprödbrüchen bei Belastungen weit unterhalb der Streckfestigkeit kommen [93]. Dies kommt oft in Legierungen vor, die keinen signifikanten Zähigkeitsverlust aufweisen, wenn sie mit konventionellen Zugproben geprüft werden [93].

Auch wenn bei der Permeation ähnliche physikalische Effekte vorliegen, gibt es keinen direkten Zusammenhang zwischen den Daten, die die Wasserstoffaufnahme und -permeation durch einen Stahl beschreiben, wie der Permeabilität, dem Diffusionskoeffizienten, der Löslichkeit und der Gesamtwasserstoffkonzentration, und dessen Empfindlichkeit gegenüber Wasserstoff [52]. Das bedeutet, dass mit Hilfe von Permeationsmessungen alleine keine Erkenntnisse über das Bruchverhalten eines Stahls bei Berührung mit Wasserstoff gewonnen werden können [52]. Wasserstoffversprödung betrifft insbesondere Metalle mit einer kubischraumzentrierten Kristallstruktur. Dazu zählen vor allem ferritische Stähle und feinkörnige, mikrolegierte Stähle, die durch Carbide, Nitride und Carbonitride mit den Elementen Vanadium, Niob und Titan stabilisiert wurden [47, 50]. Wasserstoffversprödung tritt nur bei metallischen Materialien auf. Polymere verspröden durch Wasserstoff nicht und verursachen bei der Verwendung auch ansonsten „wenige Schwierigkeiten“, was allerdings von [36] und [94] nicht weiter ausgeführt wird.

Die Einflussgrößen umfassen eine große Anzahl von Variablen: Temperatur und Druck der Umgebung; Reinheit, Konzentration und Einwirkdauer des Wasserstoffs; Belastungszustand, physikalische und mechanische Eigenschaften, die Mikrostruktur, den Oberflächenzustand und die Art der Rissfront im Material [36]. Die Unterteilung der Ursachen, die je nach Autor schwankt, soll im Folgenden an [94] angelehnt werden, weil sie dort umfassend beschrieben wird. Die Wasserstoffversprödung hat drei Ursachen, die in Tabelle 3.7 erläutert werden:

1. Versprödung durch Wasserstoffreaktion
2. Interne Wasserstoffversprödung
3. Versprödung durch Umgebungswasserstoff

Tabelle 3.7: Ursachen für Wasserstoffversprödung

Ursache	Effekt	Erläuterung	Quellen
Ver- sprödung durch chemi- sche Wasser- stoff- reaktion	Hydrid- bildung	Hydridbildende Metalle (u. a. Ti, Zr, V, Mg) absorbieren Wasserstoff und verursachen schwere Versprödung	52, 53, 58, 64, 94, 95, 96
		Bei niedrigen Konzentrationen unterhalb der Löslichkeitsgrenze verursachen durch Belastung hervorgerufene Hydride Versprödung, die durch weitere Belastung vergrößert wird	
		Bei einer Konzentration oberhalb der Löslichkeitsgrenze scheiden sich spröde Hydride auf Gleitebenen ab	
		Wasserstoffabsorption: $M + \frac{x}{2} H_2 \longrightarrow MH_x + x \cdot \Delta H$	
	Wasserstoff- angriff	Mit ΔH = Enthalpie der Lösung, welche die Wärmefreisetzung für jedes absorbierte Wasserstoffatom angibt	21, 36, 53, 94, 96, 97, 98
		Betroffen sind einige niedriglegierte Stähle bei Temperaturen oberhalb von 200°C	
		Temperatur und Druck erhöhen die Schwere des Angriffs	
		Die Reaktion ist irreversibel, da eine chemische Reaktion zwischen dem diffundierten Wasserstoff und den gebundenen Kohlenstoffpartikeln stattfindet, die zur Methanbildung führt	
		Reaktion: $Fe_3C + 4H \rightarrow 3Fe + CH_4$	
		Chrom, Molybdän, Vanadium, Titan und Niob reduzieren die Anzahl der Keimbildung durch Verringern der Kohlenstoffmenge, die für die Methanbildung zur Verfügung steht (Karbid-Stabilisator)	
Interne Wasser- stoff- ver- sprödung durch metall- physikali- sche Vorgänge	Wasserstoff- induzierte Rissbildung (HIC ¹⁵)	Wasserstoff dringt während des Herstellungsprozesses in das Metall ein, z.B. durch chemische Reaktion mit Wasser, wobei Metalloxide gebildet werden und Wasserstoff freigesetzt wird	50, 52, 53, 94, 96, 99, 100, 101
		Insbesondere Schweißnähte sind gefährdet	
		Risse entstehen in Gitterbereichen höchster Zugspannungen, etwa im Kopf von Versetzungsaufstauungen an Korn- und Phasengrenzen. Besonders Mangansulfid-Einschlüsse und Phosphor sind betroffen	
		Interne Risse zeigen diskontinuierliches Wachstum	
		Stähle mit niedrigem Kohlenstoffäquivalentwert sind weniger gefährdet	
		Effekt wird in Temperaturspannen von -100°C bis 100°C beobachtet und ist in der Nähe der Umgebungstemperatur besonders hoch	
		Spannungsrisse, Flockenrisse, Stippen und Mikroperforierung können während der unterschiedlichen Prozessschritte entstehen	
		Porosität erhöht sich, da Metalle bei unterschiedlichen Temperaturen unterschiedlich viel Wasserstoff aufnehmen können und daher nach der Abkühlung den Wasserstoff freisetzen, womit sich dann automatisch auch die Porosität erhöht	
	Blasenbil- dung an der	Atomarer Wasserstoff diffundiert durch Metalle, kann sich in internen Defekten (Einschlüsse, Schichten) sammeln und mo-	

¹⁵ Hydrogen Induced Cracking

	Oberfläche	lekularen Wasserstoff bilden. Bedingt durch die kontinuierliche Absorption von Wasserstoff können sich an diesen Stellen höhere Drücke als im Rohr aufbauen. Diese verursacht die Bildung von Blasen, deren Wachstum und führt schließlich zum Bersten	96, 101
		Blasen bilden sich bevorzugt an Korngrenzen. Der Durchmesser variiert von 0,4 bis 6 µm. Der Druck in den Wasserstoffgasblasen wird auf 1 bis 2 kbar geschätzt	
		Metalle, bei denen sich Blasen bilden können sind Molybdän, Chrom, Wolfram, Eisen, Kobalt und Aluminium	
Versprödung durch Umgebungs-wasserstoff	Versprödung durch äußere Einflüsse (HEE ¹⁶) bzw. wasserstoff-induzierte Spannungs-risskorrosion (HSCC ¹⁷)	Wird das Material einer Wasserstoffatmosphäre, z.B. in einem Speicher, ausgesetzt, kann ab- und/oder adsorbierter Wasserstoff die mechanischen Eigenschaften verändern, ohne dass sich notwendigerweise eine zweite Phase bildet	47, 50, 52, 53, 91, 94, 96, 100, 102
		Effekt tritt ein, wenn mehr Wasserstoff außerhalb des Materials vorliegt, als innerhalb gelöst ist	
		Wird bei Standardtemperatur maximiert	
		Äußere Belastung auf das Metall ist notwendig	
		Tritt bei dynamischer-plastischer Beanspruchung in allen Stählen auf und bei hochfesten, d.h. >1200 MPa, auch bei statischer Belastung	

Abbildung 3.15 zeigt exemplarisch die Voraussetzungen für eine wasserstoffinduzierte Rissbildung, die die häufigste Ursache für Wasserstoffversprödung darstellt. Es müssen drei Kriterien erfüllt werden. Erstens muss das Material gegenüber Wasserstoff anfällig sein, zweitens muss die Umgebung Wasserstoff zur Verfügung stellen, z.B. in Form von Wasser, und drittens muss die innere Spannung es dem Wasserstoff erlauben, sich festzusetzen. Nur wenn alle drei Voraussetzungen vorliegen, kann es zur wasserstoffinduzierten Rissbildung kommen. Wird das Material, ohne Wasserstoffeinwirkung, belastet, kann es zum mechanischen Bruch kommen. Wird das Material Wasserstoff ausgesetzt, kann abtragende Korrosion die Folge sein, vgl. Abbildung 3.15.

¹⁶ Hydrogen environment embrittlement

¹⁷ Hydrogen induced stress corrosion cracking

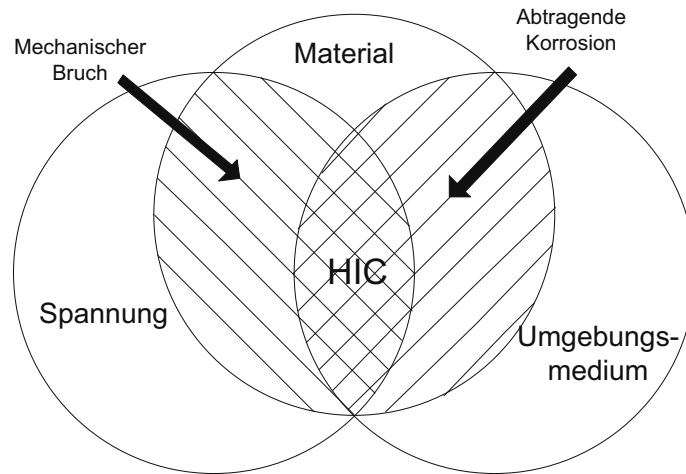


Abbildung 3.15: Voraussetzungen für das Auftreten von wasserstoffinduzierter Rissbildung [94, 190]

Auch wenn Wasserstoffversprödung bereits seit über 100 Jahren bekannt ist, gibt es auf die Frage, warum Wasserstoff zu Versprödung führt, keine einheitlich vertretene Theorie, sondern mehrere Ansätze, die in Tabelle 3.8 aufgeführt sind.

Tabelle 3.8: Mechanismen der Wasserstoffversprödung

Theorie	Erläuterung	Quellen
Hydridbildung	Die Bildung von Hydriden kann zu neuen wasserstoffbedingten Phasen führen, die spröde sind und eine niedrigere Dichte haben können als das eigentliche Metall. Letzteres kann zu einer steigenden inneren Belastung führen.	56, 65, 94, 96
Interaktion zwischen Wasserstoff und plastischer Deformation	Die Wasserstoffverteilung in belasteten Metallen ist sehr uneinheitlich, was zu einer lokalen Erhöhung der wasserstoffgeförderten, plastischen Verformung führen kann, was wiederum lokale mikroskopische Deformation und schließlich Versagen verursachen kann. Risse entstehen unter der Triebkraft der anliegenden Wasserstoffaktivität bei hinreichend hoher Zugbelastung unmittelbar unter der Oberfläche oder am Grund kleiner Vertiefungen in Bereichen höchster dreiachsiger Zugspannungen und breiten sich transkristallin nach außen wie in das Innere des Stahls aus. Weiteres Wachstum in den Stahl erfolgt überwiegend durch Neubildung von transkristallinen Mikrorissen vor Kopf des Anrisses, der mit diesen zusammenwächst. Es ist anzunehmen, dass die Neubildung dieser Risse vorwiegend von Versetzungsaufstauungen vor Korn- und Phasengrenzen ausgeht. Vor Kopf der Aufstauungen entstehen hohe Normalspannungen, die mit der Länge der Versetzungsaufstauungen ansteigen.	56, 65, 94, 96
Dekohäsionstheorie	Es wird vermutet, dass der Gitterdekohäsionseffekt Versprödung verursacht, indem die atomare Bindungsstruktur in Gegenwart von Wasserstoff reduziert wird. Ein Bruch resultiert, wenn die Belastung die kohäsive Bindung übersteigt.	65, 94, 96
Drucktheorie	Atomarer Wasserstoff diffundiert in das Metall und sammelt sich in internen Defekten. Der sehr hohe interne Druck vergrößert das Leerstellenwachstum und die Rissausbreitung. Dies trifft auf die Blasenbildung zu, ist aber nicht relevant im Fall reduzierter Zähigkeit oder erhöhter Risswachstumsraten, die auch durch niedrige Wasserstoffdrücke induziert werden. Es wird vermutet, dass Versetzungen einen großen internen Druck in Leerstellen verursachen, sogar bei einer Wasserstoffquelle mit niedriger Fugazität.	56, 65, 94, 96
Oberflächenenergiethorie ¹⁸	Wasserstoff wird an einer freien Oberfläche adsorbiert, die an der Risspitze geschaffen wurde, womit die freie Oberflächenenergie gesenkt und damit das Risswachstum gefördert wird.	56, 65, 94, 96
Synthese der bestehenden Thesen von Pressouyre	Es wird angenommen, dass eine kritische, kohäsive Belastungsgrenze überschritten werden muss, um einen Riss zu verursachen. In Abwesenheit von Wasserstoff wird die Summe der Belastungskonzentrationen niedriger sein als die kohäsive Belastungsgrenze, zumindest unter normalen Betriebsbedingungen. Die Anwesenheit von Wasserstoff führt dann zu zwei Effekten. Erstens wird die kohäsive Belastungsgrenze gesenkt. Zweitens ist es möglich, dass sich das gesamte Belastungsniveau entweder durch Wasserstoffeffekte auf die Eigenspannungen oder durch den Wasserstoffdruck erhöht.	94, 96

¹⁸ Diese Theorie wird in der Regel genannt, aber von [65] auch kritisch gesehen, weil die Bindungsenergie oft überschätzt wird, diskontinuierliche Risse nicht erklärt werden können und die Rolle von Sauerstoff als Inhibitor im Widerspruch zu dieser Theorie steht.

DIN 50969-1 [92] fasst die Wasserstoffversprödung folgendermaßen zusammen: „Stahlteile können Wasserstoff aufnehmen. Im Metallgitter diffundiert atomarer Wasserstoff bevorzugt zu energetisch begünstigten Stellen. Bei zusätzlichem Einwirken von Zugspannungen können kritische Werkstoffzustände entstehen, die zur Anrissbildung führen. Dabei handelt es sich um Brüche bei Beanspruchung unterhalb der Streckgrenze des Grundwerkstoffs. Der spröde verlaufende Bruch tritt bei mechanischer Verspannung in der Regel verzögert, einige Zeit nach Belastungsbeginn auf, da Wasserstoffatome im Laufe der Zeit an die am meisten beanspruchte Stelle im Bauteil diffundieren, sich dort anreichern und dadurch die Kohäsionskraft der Eisenatome verringern. Die Risspitze ist hierbei aufgrund ihrer hohen Zugspannungskonzentration eine energetisch begünstigte Stelle. Der Wasserstoff folgt deshalb der Risspitze, schädigt dort den Stahl erneut und begünstigt so das Risswachstum.“

3.5 Rohrströmung

In Rohrleitungssystemen werden zwei Arten von Strömungen unterschieden: Diese werden als laminar und turbulent bezeichnet. Laminare Strömungen, vgl. Abbildung 3.16, sind gleichmäßige Strömungen, bei denen keine Mischung innerhalb des Fluids stattfindet, während turbulente Strömungen immer mit einer Mischung der Schichten verbunden sind. Die Unterscheidung ist relevant, weil die resultierenden Druckverluste unterschiedlich sind. In turbulenten Strömungen sind sie ceteris paribus höher.

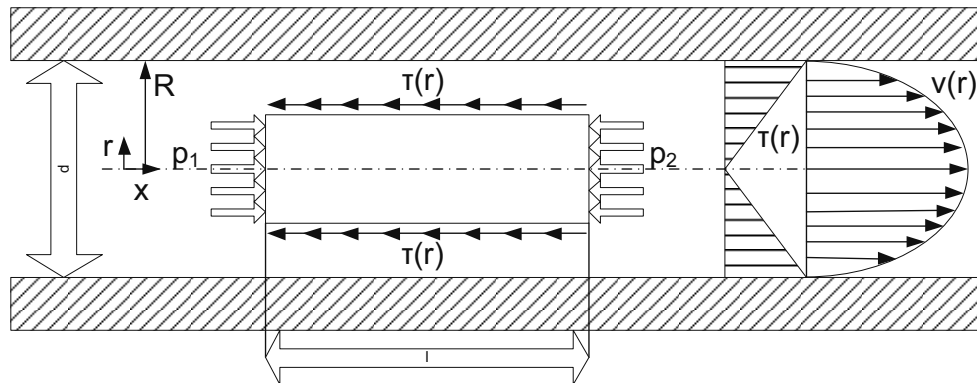


Abbildung 3.16: Laminare Rohrströmung, nach [103, B49]

Für laminare Strömungen gilt nach Abbildung 3.16 aus [103] für das Kräftegleichgewicht in axialer Richtung:

$$\text{Formel 19} \quad \sum F_{ax} = 0 = (p_1 - p_2) \cdot \pi \cdot r^2 - \tau \cdot 2\pi l$$

Die Wandschubspannung τ ist abhängig von der dynamischen Viskosität η und dem Geschwindigkeitsprofil $\frac{dv}{dr}$. Sie ist wie folgt definiert:

$$\text{Formel 20} \quad \tau = -\eta \frac{dv}{dr}$$

Durch Einsetzen von Formel 20 in Formel 19 und Umstellen ergibt sich:

Formel 21
$$(p_1 - p_2) * r * dr = -\eta * 2l * dv$$

Dieser Term kann nun in den entsprechenden Grenzen integriert werden. Die radiale Richtung wird von r bis R integriert. Die Geschwindigkeit an der Außenwand ist Null. Es gilt:

Formel 22
$$\int_r^R (p_1 - p_2) * r * dr = -\eta * 2l * \int_{v(r)}^0 dv$$

Für das Geschwindigkeitsprofil folgt damit:

Formel 23
$$v(r) = \frac{(p_1 - p_2)}{4\eta l} (R^2 - r^2)$$

Damit kann der Volumenstrom folgendermaßen berechnet werden:

Formel 24
$$\dot{V} = 2\pi \int_0^R v(r) * r * dr$$

Durch Einsetzen von Formel 23 in Formel 24 folgt für den Volumenstrom:

Formel 25
$$\dot{V} = \frac{\Delta p * \pi * R^4}{8 * \eta * l}$$

Diese Gleichung wird in der Regel als Hagen-Poiseuille-Gesetz bezeichnet. Sie wurde vom französischen Physiker Poiseuille und dem deutschen Ingenieur Hagen um 1840 unabhängig voneinander experimentell ermittelt [104, S. 145].

Für den Druckgradienten über den Druckabfall entlang der Länge l gilt $\frac{\Delta p}{l} = -\frac{\partial p}{\partial x}$ [104, S. 144]. Unter Vernachlässigung der Schwerkraft ergibt sich aus dem Gleichgewicht zwischen Druck- und Schubspannung in axialer Richtung folgende Beziehung:

Formel 26
$$\tau = -\left(\frac{\partial p}{\partial x}\right) \frac{r}{2}$$

An der Wand, also bei r = R, wird von der Wandschubspannung τ_w gesprochen. Für die Länge l gilt damit:

Formel 27
$$\tau_w = \frac{R}{2} * \frac{\Delta p}{l}$$

Für die mittlere Geschwindigkeit im Rohr gilt:

Formel 28
$$\bar{v} = \frac{\dot{V}}{\pi R^2}$$

Durch Umstellen von Formel 27 und Formel 28 und Einsetzen in Formel 25 folgt durch Erweitern mit $\frac{1}{2}\rho v^2$ die Beziehung:

$$\text{Formel 29} \quad \frac{64\eta}{d\rho v} = \frac{8\tau_w}{\rho v^2}$$

Der Term $\frac{8\tau_w}{\rho v^2}$ wird als Rohrreibungskoeffizient λ bezeichnet [104, S. 146].

Für die Reynoldszahl, die sich aus der Dichte ρ , der Geschwindigkeit v , der dynamischen Viskosität η und der charakteristischen Größe, in diesem Fall dem Durchmesser d , zusammensetzt, gilt:

$$\text{Formel 30} \quad \text{Re} = \frac{\rho * v * d}{\eta}$$

Das bedeutet, dass im laminaren Bereich für den Rohrreibungskoeffizient λ eine direkte Abhängigkeit zur Reynoldszahl Re hergestellt werden kann, die unabhängig von der Rauigkeit der Wand ist:

$$\text{Formel 31} \quad \lambda = \frac{8\tau_w}{\rho v^2} = \frac{64}{\text{Re}}$$

Der Druckverlust Δp im Rohr über einen Rohrabschnitt L kann so mit λ abgeschätzt werden. Dazu sind der Durchmesser d , der Fluidichte ρ und die Geschwindigkeit v erforderlich. Es gilt:

$$\text{Formel 32} \quad \Delta p = \lambda * \frac{1}{2} * \rho * v^2 * \frac{L}{d}$$

Ab einer Reynoldszahl von 2320 beginnt der Übergang zur turbulenten Strömung [103, 105]. Die Rohrreibung hängt dann nicht mehr allein von der Reynoldszahl, sondern auch von der Wandrauigkeit k ab. Dies gilt auch für das Geschwindigkeitsprofil. Der Druckverlust nimmt bei einer turbulenten Strömung quadratisch mit der Geschwindigkeit zu [103]. Es werden mehrere Fälle unterschieden, vgl. Tabelle 3.9.

Tabelle 3.9: Ermittlung der Rohrreibungszahl bei turbulenter Strömung, vgl. [103; 105, S. 202]

Rohrart	Bereich	Gültigkeitsgrenzen	Formelmäßige Erfassung	Entdecker
Hydraulisch glatt	Re < 65 d/k	2320 – 5000 < Re < 8*10 ⁴ – 1*10 ⁵	$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}$	Blasius
		10 ⁹ < Re < 10 ⁸	$\lambda = 0,0032 + \frac{0,221}{Re^{0,237}}$	Nikuradse
		8*10 ⁴ < Re < 2*10 ⁶	$\lambda = 0,0054 + \frac{0,3964}{Re^{0,3}}$	Hermann
		2320 < Re	$\lambda = \frac{1}{[2 * \log(Re \sqrt{\lambda} / 2,51)]^2}$ bzw. näherungsweise $\lambda = \frac{0,309}{[\log(Re/7)]^2}$	Prandtl und von Karman
Hydraulisch rau	1300 d/k < Re	2320 < Re	$\lambda = \frac{1}{[2 * \log(3,71d/k)]^2}$	Nikuradse
Übergangsbereich; technisch rau	65 d/k < Re < 1300 d/k	2320 – 5000 < Re < 5*10 ⁷	$\lambda = \frac{1}{\left[2 * \log\left(\frac{2,51}{Re \sqrt{\lambda}} + \frac{0,27}{d/k}\right)\right]^2}$	Colebrook

3.6 Wasserstoffkompression

Gase unter atmosphärischem Druck nehmen ein sehr großes spezifisches Volumen ein. Es liegt ca. drei Zehnerpotenzen über festen bzw. flüssigen Medien bei Standardbedingungen. Bei Wasserstoff unter Normbedingungen beträgt das Verhältnis vom gasförmigen zum flüssigen Zustand 846,8. Bei Methan liegt das Verhältnis bei 653,6, vgl. Tabelle 3.1. In der Regel ist es zum Transport von gasförmigen Medien erforderlich, diese zu verdichten, um das Volumen zu reduzieren. Nach dem idealen Gasgesetz führt ein höherer Druck proportional zu einem geringeren Volumen. Wird der Druck verdoppelt, halbiert sich das Volumen. Dieses Verhalten gilt näherungsweise allerdings nur für niedrige Druckdifferenzen und möglichst niedrige Temperaturen. Das Verhalten realer Gase weicht in der Regel ab, vgl. Abbildung 3.3. Welches Druckniveau erforderlich ist, hängt von der jeweiligen Anwendung ab. Das Druckniveau von Pipelines bewegt sich in der Regel zwischen 30 und 100 bar, während es in Wasserstofftanks von Brennstoffzellenfahrzeugen bei bis zu 700 bar liegen kann, vgl. Kapitel 4 und Kapitel 5.

Systeme mit unterschiedlichen Anfangsdrücken streben dem mechanischen Gleichgewicht zu, wenn sie nicht durch äußere Einflüsse, wie z.B. eine Wand, daran gehindert werden [106, S. 38]. Mechanisch ist der Druck (p) als Verhältnis von angreifender Kraft (F) pro Fläche (A) definiert:

Formel 33
$$p = \frac{F}{A}$$

Gemäß dem ersten Hauptsatz der Thermodynamik muss die Energie eines Systems erhalten bleiben. Daher kann bei der Kompression von Gasen grundsätzlich keine Trennung von Druck und Temperatur vorgenommen werden [106]. Eine einfache analytische Beziehung lässt sich mit Hilfe des idealen Gasgesetzes verdeutlichen [106, S. 87]. Es gilt:

$$\text{Formel 34} \quad (pV)^{ig} = nRT$$

Die Einflussgrößen sind dabei der Druck (p) und das Volumen (V), deren Produkt mit dem Produkt der Stoffmenge (n = Masse/Molmasse), der allgemeinen Gaskonstante (R) und der Temperatur (T) im Gleichgewicht steht. Die allgemeine Gaskonstante beträgt 8,315 kJ/mol*K und kann auch spezifisch, d.h. abhängig vom Gas, angegeben werden ($R_M = R/\text{Molmasse}$). Bei Wasserstoff beträgt die spezifische Gaskonstante 4,1244 kJ/(mol*K) [103, P28]. Die Änderung der Enthalpie mit der Temperatur bei konstantem Druck wird allgemein durch die so genannte isobare Wärmekapazität C_p beschrieben [106, S. 166]. Es gilt:

$$\text{Formel 35} \quad (H_2 - H_1)_p = \int_{T_1}^{T_2} C_p dT$$

Die isobare Wärmekapazität C_p hängt von der Temperatur (T), dem Druck (p) und bei Gemischen zusätzlich von der Zusammensetzung ab. Die Temperaturabhängigkeit der Wärmekapazität kann durch Verwenden des Mittelwertes berücksichtigt werden, was allerdings nur in einem begrenzten Temperaturbereich zulässig ist [106; S. 166]. In diesem Fall gilt:

$$\text{Formel 36} \quad (H_2 - H_1)_p = C_p(T_2 - T_1)$$

Die Wärmekapazität bei konstantem Druck wird im Allgemeinen massenspezifisch mit c_p abgekürzt, so dass für die zuzuführende Verdichterleistung folgende Beziehung gilt:

$$\text{Formel 37} \quad P_{\text{Komp.}} = \dot{m} * c_p * (T_2 - T_1)$$

Der Aufwand der Kompression hängt somit direkt von der Temperatur bzw. genauer gesagt, von der Temperaturdifferenz von Anfangs- und Endzustand ab. Um die Temperaturdifferenz zu berechnen, kann vereinfachend ein isentroper Prozess angenommen werden. Dieser zeichnet sich durch den konstanten Entropieverlauf aus. Sofern keine Entropie über die Systemgrenzen abgeführt wird, ist er sowohl reversibel als auch adiabat. Die Energieumwandlungen in Verdichtern und vergleichbaren Maschinen werden üblicherweise als adiabat angesehen. Der Wärmetransfer ist in der Regel ein langsamer Vorgang [106, S. 346] und das Verhältnis von Oberfläche zu Volumenstrom ist darüber hinaus sehr klein, weshalb wenig Wärme abgeführt werden kann.

Unter der Annahme des idealen Gasverhaltens kann eine einfache Beziehung für die isentrope Zustandsänderung aufgestellt werden. Diese wird als Isentropengleichung bezeichnet.

$$\text{Formel 38} \quad \frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}}$$

Mit der Isentropengleichung kann auf Basis eines vorgegebenen Druckquotienten und der Eintrittstemperatur die ideale Austrittstemperatur bestimmt werden. Dies ist notwendig, um die minimale, benötigte Leistung berechnen zu können. Die Stoffwerte des Gases spiegelt der Isentropenexponent κ wieder. Die reale Austrittstemperatur liegt stets höher als im Ide-

alfall. Daraus folgt automatisch eine höhere benötigte Leistung. Für den isentropen Verdichtungsgrad gilt:

Formel 39
$$\eta_V = \frac{P_{Komp.}^{ideal}}{P_{Komp.}}$$

Für die Leistungsanforderung P_{isen} ergibt sich mit dem Isentropenkoeffizienten κ , dem Eingangsdruck p_1 , dem Enddruck p_2 und dem Volumen V schließlich:

Formel 40
$$P_{isen} = \frac{\kappa}{\kappa - 1} * V * p_1 \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{\kappa - 1}{\kappa}} - 1 \right]$$

Im Gegensatz zur isentropen ist die polytrope Verdichtung durch einen konstanten Exponenten gekennzeichnet und unabhängig vom Druckverhältnis. Der isentrope Wirkungsgrad liegt in der Regel ca. 3 – 4% unterhalb des polytropen Wirkungsgrads [107, S. 313ff.]. Für die polytrope Verdichtung gilt:

Formel 41
$$P_{pol} = \frac{n}{n - 1} * V * p_1 \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{n - 1}{n}} - 1 \right]$$

Um die Verdichtungsarbeit möglichst gering zu halten, werden in der Regel mehrstufige Verdichter verwendet, vgl. Abbildung 3.17. Dabei wird nach jeder Stufe bzw. jedem Verdichter ein Zwischenkühler geschaltet, der das Fluid kühlt und damit das Volumen reduziert. Im Anschluss an den letzten Verdichter kann ebenfalls ein Kühler eingesetzt werden, um die thermische Belastung der folgenden Rohre zu reduzieren. Dieser Kühler hat energetisch keinen Vorteil.

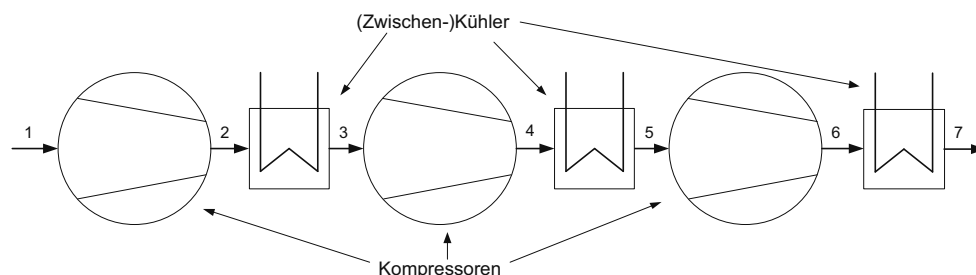


Abbildung 3.17: Schematischer Aufbau eines dreistufigen Verdichtungsprozesses

Der Verdichtungsprozess beginnt mit einem Ausgangsdruckniveau (1). Im ersten Kompressor wird der Druck des Fluids angehoben (1 → 2). Dies geschieht näherungsweise entlang der Isentropen. Im ersten Zwischenkühler wird die entstandene Wärme abgeführt (2 → 3). Entropie und spezifisches Volumen sinken dabei. Dies geschieht näherungsweise isobar, also ohne Druckverluste. Im folgenden Kompressor wird das Druckniveau weiter angehoben (3 → 4). Es folgt die nächste isobare Kühlung (4 → 5). Mit der dritten Kompressionsstufe wird das gewünschte Druckniveau erreicht (5 → 6). Schließlich folgt die letzte Kühlung, mit

der die entstandene Wärme abgeführt wird. Es können beliebig viele Stufen eingesetzt werden. Mit steigender Anzahl nimmt der Energieverbrauch ab, aber die Investitionskosten steigen.

Die Zwischenkühlung verringert den Bedarf an Verdichtungsarbeit, weil mit zunehmender Zwischenkühlung näherungsweise die Isotherme erreicht wird, vgl. Abbildung 3.18. Entlang der Isothermen ist der Verdichtungsaufwand minimal. In diesem Fall wird kontinuierlich Wärme abgeführt und so das Volumen minimiert. Ein einstufiger Prozess würde näherungsweise entlang der Isentrophen verlaufen. Die Zwischenkühlung führt dazu, dass die schraffierten Flächen aus Abbildung 3.18 nicht mehr anfallen und dadurch Verdichtungsarbeit eingespart werden kann.

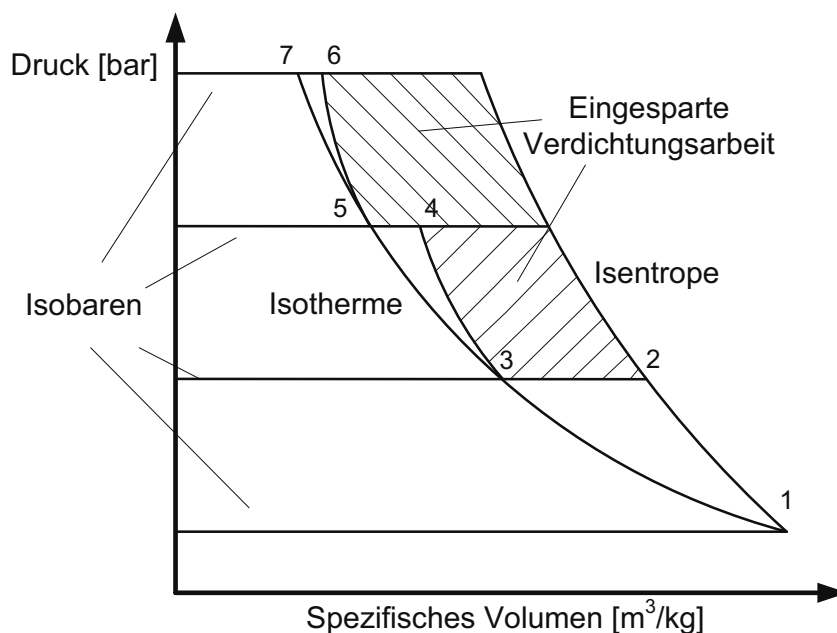


Abbildung 3.18: Auswirkung der Zwischenkühlung auf den Verdichtungsprozess

3.7 Zusammenfassung

Wasserstoff ist ein ungiftiges, nicht-korrosives Gas, das sicherheitstechnisch mit Erdgas vergleichbar ist. Allerdings hat Wasserstoff einige Charakteristiken, die bei technischen Anwendungen berücksichtigt werden müssen. Über 0°C liegt immer ein negativer Joule-Thomson-Effekt vor, der dazu führt, dass sich das Gas bei der Entspannung erwärmt und nicht abkühlt. Der Realgasfaktor liegt über eins, weshalb bei einer Verdoppelung des Drucks keine Halbierung des Volumens resultiert. Bedingt durch die niedrige volumetrische Energiedichte sind hohe Druckniveaus erforderlich, um eine ausreichende Energiemenge bereitzustellen. Die Kombination aus Realgasfaktor und Energiedichte führt dazu, dass der Kompression mehr Aufmerksamkeit gewidmet werden muss, als beim Erdgas.

Wasserstoffmoleküle können an der Oberfläche von Metallen adsorbiert und dissoziiert werden. Atomar permeiert der Wasserstoff dann durch das Metall, um auf der anderen Seite wieder rekombiniert zu werden. Bei Polymeren findet keine Dissoziation an der Oberfläche statt, weshalb die Permeationsrate höher ist, der Druck direkt eingeht und zwar nicht mit dem Exponenten $\frac{1}{2}$. Auch wenn die physikalischen Effekte mit denen der Wasserstoffversprödung zu einem großen Teil vergleichbar sind, gibt es keinen Zusammenhang, der Prognosen auf die Versprödungsanfälligkeit zuließe. Die Wasserstoffversprödung ist kritisch, weil konventionelle Stähle davon betroffen sind und deren Lebensdauer erheblich reduziert werden kann. Dies ist insbesondere in einem dynamisch betriebenen System der Fall. Eine Pipeline ist daher zwangsläufig von Wasserstoffversprödung bedroht.

4 Technische Komponenten

In diesem Kapitel werden die relevanten technischen Aspekte eines Pipelinesystems behandelt, das dem Transport von Wasserstoff dient. Nach der Darstellung der Sicherheitsaspekte werden die Herstellung, die Reinigung und die großtechnische Speicherung des Wasserstoffs sowie das Rohrleitungssystem und die Ausspeisung aus dem Netz untersucht. Besondere Aufmerksamkeit wird den Rohrleitungsmaterialien gewidmet, die für den Transport von Wasserstoff geeignet sein müssen. Das Kapitel behandelt den Stand der Technik und fasst weiteren Forschungs- und Entwicklungsbedarf zusammen. An geeigneten Stellen wird ein Vergleich zum Erdgasnetz angestellt, um dieses als ersten Ansatzpunkt für zukünftige Wasserstoff-Pipelinesysteme zu nutzen.

4.1 Sicherheitsaspekte

In Kapitel 3 wurden die thermodynamischen Eigenschaften von Wasserstoff erläutert. Wasserstoff ist ungiftig und nicht-korrosiv. Dies ist sicherheits- und materialtechnisch von Vorteil. Andere Charakteristiken, wie die leichte Entflammbarkeit oder das er farb-, geruch- und geschmacklos ist, sind allerdings nachteilig, weil der Aufwand sich erhöht und das System damit teurer macht. Wasserstoff hat Zündgrenzen von 4 – 75 Vol.-% [21]. Daher muss sichergestellt werden, dass sich keine zündfähigen Gemische bilden. Wasserstoff entweicht durch poröse Materialien, Anschlüsse und Dichtungen schneller als jedes andere Gas [36], vgl. Kapitel 3. Er verbrennt darüber hinaus mit einer fast unsichtbaren Flamme, die damit auch kaum thermisch abstrahlt. Eine Detektierung von Leckagestellen wird im Verhältnis zu Erdgas, das mit gut sichtbarer Flamme verbrennt, aufwändiger. Abgesehen von der Flamme treffen die anderen Punkte allerdings auch auf Erdgas zu¹⁹, welches dennoch weit verbreitet ist. ISO 15916 stellt folgende Anforderungen an ein Wasserstoffsystem [36]:

- Design, Herstellung und Tests müssen nach genehmigten Standards erfolgen
- Konstruktion mit angemessenen Materialien
- Angemessene Flexibilität für Ausdehnung bei Dichtungen und Achsversetzungen
- Verlegen von Rohren nach angemessenen Standards
- Kein Verlegen unterhalb einer Stromleitung²⁰
- Vermeiden von unterirdischen Leitungen, um Korrosion von außen zu unterbinden; Ansonsten Beachten der Korrosion
- Verwenden von angemessenen Auflagern, Leitvorrichtungen und Festpunktlagern
- Verwenden von angemessenen Druckablass-Vorrichtungen
- Isolierung (falls notwendig)
- Hinweisschilder

¹⁹ Der „faulige“ Geruch, der bei Erdgasaustritt in Wohnhäusern wahrgenommen werden kann, ist sicherheitstechnisch erwünscht und wird durch eine gezielte Odorierung mit Schwefel-Wasserstoff-Verbindungen, insbesondere Thiophen, erreicht. Diese Odorierung erfolgt immer für den privaten Endkunden, aber in der Regel nicht für industrielle (Groß-)Kunden.

²⁰ Dies ist besonders bei der Trassierung zu beachten.

Die Norm schreibt vor, dass die Eigenschaften von Wasserstoff bei der Materialauswahl zu berücksichtigen sind. Leider wird diese allgemeine Aussage nicht im Detail erläutert und es werden keine Materialien empfohlen. Die physikalischen Grundlagen der Permeation und der Wasserstoffversprödung, samt Einfluss auf die Bruchmechanik, wurden bereits in Kapitel 3 erläutert. In den folgenden Abschnitten wird darauf Bezug genommen und die praktische Relevanz dargestellt.

Die allgemein formulierten Kriterien der ISO 15916 werden in dieser Arbeit im Transmissionsnetz durch einen Betriebsdruck von bis zu 100 bar konkretisiert. Darüber hinaus besteht der Wunsch einer Leitungsatmung. Es sollen Schwankungen im Bereich von 30 bis 100 bar zugelassen werden, um eine Speicherfunktion zu ermöglichen. Diese Anforderungen dürfen weder einen Abstrich bei der Sicherheit noch der Dauerfestigkeit bedeuten. Es ist erforderlich, den Herstellungsprozess, die verwendeten Materialien und die Betriebsbedingungen zu überprüfen bzw. anzupassen.

4.2 Vorgelagerte Komponenten

Am Anfang einer Wasserstoffinfrastruktur stehen die Herstellung, die Aufbereitung und die Einspeisung des Wasserstoffs ins Netz, vgl. Abbildung 4.1. Der Wasserstoff muss in den Mengen hergestellt werden, die der deutsche Straßenverkehr braucht und unterliegt den Reinheitsanforderungen, die von Brennstoffzellen gefordert werden. In Kapitel 5 und Kapitel 6 wird das System bezüglich Aufbau und Druckniveau detaillierter behandelt.

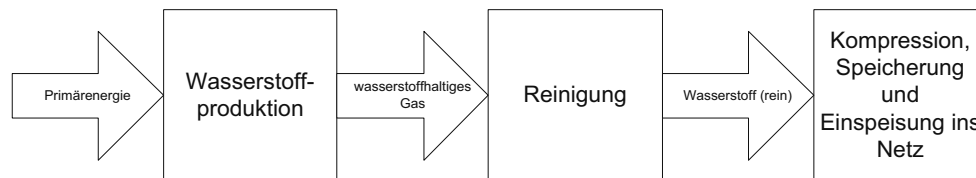


Abbildung 4.1: Prozessschritte zur Einspeisung von Wasserstoff ins Pipelinenetz

Für die Wasserstoffherstellung wird zunächst eine Primärenergie benötigt, z.B. Windenergie oder Kohle. Die Herstellung ist nach energetischen Gesichtspunkten eine Energiewandlung, bei der z.B. aus der kinetischen Energie des Windes eine chemische Energie in Form von Wasserstoff gewonnen wird. Stofflich gesehen handelt es sich ebenfalls um einen Umwandlungsprozess, weil Wasserstoff aus seiner chemischen Bindung in Wasser, Kohle etc. herausgelöst wird. Die Bezeichnung „Wasserstoffherstellung“ ist allerdings üblich und wird in dieser Arbeit verwendet, obwohl sie genaugenommen nicht korrekt ist. Der gewonnene Wasserstoff wird dann in einem Reinigungsprozess auf das gewünschte Reinheitsniveau gebracht, vgl. Abschnitt 4.2.2. Nach der Aufbereitung wird der Wasserstoff zwischengespeichert und kann dann über Kompressorstationen ins Pipelinenetz eingespeist und zu den Verbrauchern transportiert werden.

4.2.1 Wasserstoffherstellung

In Kapitel 1 wurde festgelegt, dass die Annahmen der GermanHy-Studie bezüglich der Wasserstoffherstellung übernommen werden. Im Szenario „Moderat“ werden für 2050 drei Wasserstoffbezugsquellen angegeben. Das sind die Braunkohlevergasung mit CCS, die Elektrolyse mit Offshore-Wind und der Wasserstoff aus Biomassevergasung. Der letzte Punkt nimmt nur einen geringen Anteil von etwa 3% ein und wird daher nicht weiter behandelt.

Die Elektrolyse soll an „zentralen Stellen“ mit Offshore-Windstrom betrieben werden. Der Vorteil dieser Betriebsweise ist, dass der Strom auf zwei mögliche Weisen genutzt werden kann. Er wird in der Regel ins Netz eingespeist, kann aber auch in Phasen hohen Windangebots und geringer Nachfrage zur Wasserstoffproduktion verwendet werden. Dadurch wird der Strom stets optimal genutzt. Dies ist insbesondere unter Berücksichtigung der erheblichen Schwankungen von Bedeutung. So wurde z.B. am 03.02.2009 zwischen 0:00 Uhr und 24:00 Uhr ein stetiger Leistungsabfall von über 10.000 MW verzeichnet [108]. Die installierte Windstromleistung wird weiter wachsen, vgl. Tabelle 4.1. Deshalb muss damit gerechnet werden, dass sich diese Situation weiter verschärfen und eine Entlastung der Netzkapazitäten unvermeidlich sein wird.

Tabelle 4.1: Prognosen zur installierten Windleistung in Deutschland [GW]

Jahr	Quelle/ Prognose	Gesamte Leistung	Onshore	Offshore
2009	[109]	26	26	0,06
2015	[110]	48	35	13
	[111]	36	26	10
	Konstanter Zubau (2 GW/a)	38		
2020	[112]	38	28	10
	[111]	48	28	20
	[113]	47	37	10
	Konstanter Zubau (2 GW/a)	48		
2030	[113]	62	37	25
	Konstanter Zubau (2 GW/a)	68		
Potenzial	[23]	80	45	35

Die Prognosen aus Tabelle 4.1 können zum großen Teil als konservativ angenommen werden. Bereits heute sind über 26 GW Windstrom installiert [114], mit weiterhin hoher Ausbaurrate. 2010 wurden 1,5 GW hinzugebaut [115]. Auch wenn dieser Wert nur ca. die Hälfte des Spitzenjahres 2002 beträgt, muss dennoch festgehalten werden, dass der Neubau immer noch fast 90% ausmacht [115]. Das Potenzial für Retrofits, die auch unter dem Begriff Repowering zusammengefasst werden, ist nach wie vor sehr groß. Die durchschnittliche installierte Leistung beträgt ca. 1,23 MW pro Windrad [114]. Anlagen mit 3 MW und 7,5 MW werden bereits installiert und es ist davon auszugehen, dass dieser Trend anhalten wird. Bei einem forcierten Retrofit, also dem Ersatz alter durch neue Anlagen, ist davon auszugehen, dass die obigen Prognosen pessimistisch sind. Dies wird von [116] bestätigt, die eine Onshore-Leistung von 198 GW in Deutschland für realisierbar halten.

Momentan werden nur alkalische Elektrolyseure im MW-Maßstab angeboten. Dies wird sich auf absehbare Zeit wahrscheinlich nicht ändern, weshalb in dieser Arbeit nur die alkalische Elektrolyse betrachtet wird. Sollten die Polymer- oder die Hochtemperaturelektrolyse doch so weit entwickelt werden, dass sie stattdessen verwendet werden, ist das für die Infrastruktur

nicht weiter von Bedeutung, weil sich lediglich in Bezug auf die benötigten, nachgeschalteten Reinigungsverfahren geringe Veränderungen ergeben. Grundsätzlich wird bei der Elektrolyse immer mit Hilfe von Strom Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Die alkalische Elektrolyse nutzt im Allgemeinen Kalilauge mit einer Konzentration von 30%, um die Leitfähigkeit zu verbessern. Eine Rekombination der Produkte wird mit einem Diaphragma verhindert. Dieses ist durchlässig für die Kalilauge, aber nicht für die entstandenen Gase. In den Gasabscheidern wird schließlich die Kalilauge von den Produktgasen getrennt. Ein schematischer Aufbau eines alkalischen Elektrolyseurs ist in Abbildung 4.2 dargestellt. Weitere Informationen können [117] entnommen werden.

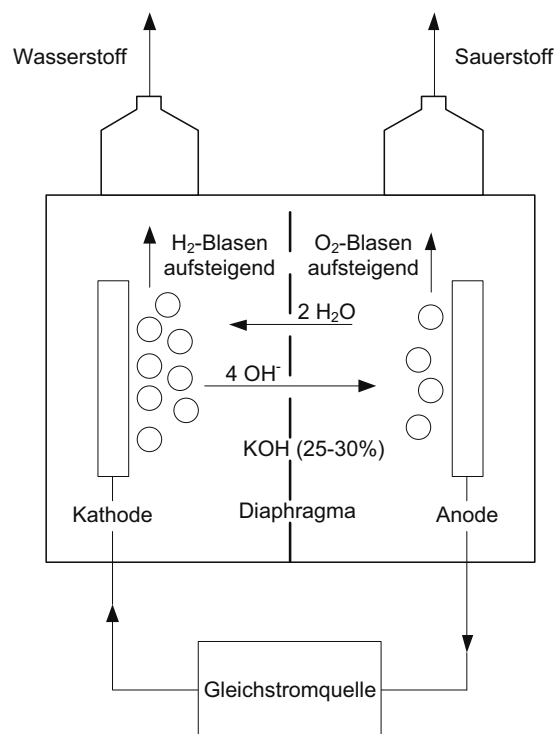


Abbildung 4.2: Schematischer Aufbau einer alkalischen Elektrolyse, vgl. [117]

GermanHy macht keine Angaben zu Elektrolyse-Wirkungsgraden und Volllaststunden, aber zur benötigten bzw. hergestellten Menge an Wasserstoff. So sollen 2050 etwa 325 PJ Wasserstoff aus Windenergie gewonnen werden. Das sind 2,7 Mio. Tonnen. Ein sehr gutes Elektrolysesystem verfügt über einen Wirkungsgrad von etwa 70%, bezogen auf den Heizwert. Das bedeutet, dass eine Offshore-Windstromanlage bei einer installierten Leistung von 35 GW im Jahr etwa 3700 Volllaststunden laufen müsste, vgl. Formel 42. Dies entspricht der gesamten Arbeit, die die Offshore-Windparks liefern. Diese Annahmen stehen damit im gewissen Widerspruch zu den Prognosen aus Tabelle 4.1. Es ist äußerst unwahrscheinlich, dass die Offshore-Windstromanlagen nahezu ausschließlich die Elektrolyse mit Strom versorgen werden. Es wurde allerdings geschildert, dass die Prognosen vorsichtig sind, weshalb an den grundsätzlichen Annahmen in dieser Arbeit festgehalten wird. Mögliche Alternativen, wie z.B. Importe, könnten das Defizit ausgleichen. Da flüssig importierter Wasserstoff

mit Schiffen angeliefert werden wird, ist davon auszugehen, dass sich die Orte der Einspeisung kaum ändern werden, so dass der grundsätzliche Infrastrukturaufbau nicht betroffen ist.

Formel 42

$$\eta_{\text{Elektrolyse}} = \frac{W_{H_2}}{P_{el, Wind} \cdot \tau_{Wind}}$$

Die zweite von GermanHy im Jahr 2050 verwendete Methode zur Wasserstoffherstellung im Szenario „Moderat“ ist die Braunkohlevergasung. Heutige Konzepte beschäftigen sich, neben den Möglichkeiten CO_2 abzuscheiden, häufig mit einer Co-Produktion von Wasserstoff und Strom. Bei Braunkohle muss grundsätzlich unterschieden werden, ob die Kohle trocken oder feucht in den Vergaser gegeben wird. Bei einer ausschließlichen Wasserstoffproduktion sollte mit reinem Sauerstoff vergast werden [118]. Dadurch wird der Stickstoffanteil reduziert, was für die spätere Druckwechseladsorption von Vorteil ist. N_2 wird im Reinigungsprozess stark adsorbiert und reduziert dadurch die Wasserstoffausbeute [118]. Der Aufwand für die Sauerstoffgewinnung muss in einer Gesamtenergiebilanz berücksichtigt werden, was aber in der Regel nicht nachvollziehbar getan wird. Insgesamt ist es daher nur sehr schwer möglich, realistische Wirkungsgrade anzugeben. Abbildung 4.3 zeigt stark vereinfacht die Prozessschritte einer Kohlevergasung.

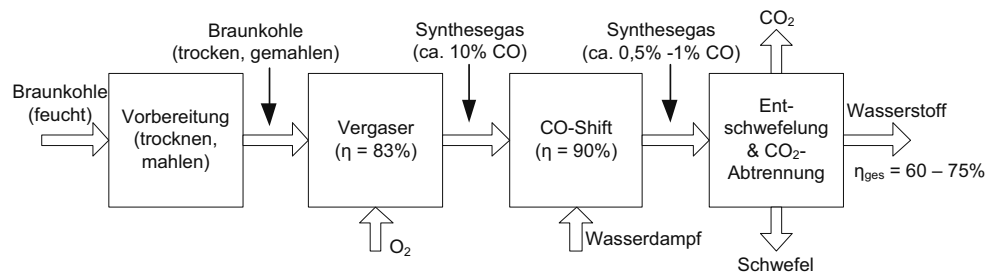


Abbildung 4.3: Stark vereinfachtes Prozessschema einer Kohlevergasungsanlage.
Quellenangaben: siehe Text

Die 1987 in Betrieb genommene Pilotanlage PRENFLO™ verfügt nach Herstellerangaben über einen Vergasungswirkungsgrad von 83% [119]. Dieser wird auch als Kaltgaswirkungsgrad bezeichnet und beschreibt den chemischen Energieumsatz. Die Bilanz bezieht sich dabei auf das Verhältnis vom Energiegehalt des Synthesegases zu dem der Kohle. Die Bandbreite der Wirkungsgrade liegt zwischen 75 – 90% [29, S. 31]. Für den Prozess ist trockene Kohle erforderlich [120]. Im nachgeschalteten Shift-Reaktor wird CO mit Wasserdampf zu CO_2 und H_2 konvertiert. Dies erfolgt in zwei Schritten. Im Hochtemperatur-Shift bei ca. 400°C wird die Kinetik gefördert, während im Niedertemperatur-Shift bei ca. 250°C die Wasserstoffausbeute erhöht wird [121]. Auch wenn es sich um eine exotherme Reaktion handelt, erfordert dieser Schritt insgesamt dennoch einen Wärmeeintrag, weil Wasserdampf zur Verfügung gestellt werden muss. Hier kann von einer Reduktion des CO-Gehaltes von 10 Gew.-% auf 0,5 – 1 Gew.-% und einem Umsetzungswirkungsgrad von etwa 90% ausgegangen werden [122]. Daraus folgt ein Gesamtwirkungsgrad von ca. 75%. Dies wird auch von [123] bestätigt. Bei Kohle mit geringem Schwefelgehalt von ca. 0,5% wird ein Wirkungsgrad von 75% angegeben. Dieser sinkt bei einem hohen Schwefelgehalt von ca. 6% auf etwa 60%. Da die (west-)deutsche Braunkohle tendenziell einen niedrigen Schwefelgehalt von ca. 0,5 – 1% hat [124], ist davon auszugehen, dass der Wirkungsgrad sich am oberen Ende be-

finden wird. Zu beachten ist, dass sich die genannten Wirkungsgrade auf trockene Kohle beziehen. Weil Braunkohle vor der Vergasung noch getrocknet und gemahlen wird, reduziert sich der Wirkungsgrad. Unter Berücksichtigung der Aufbereitung, des Schwefelgehaltes und bei Vernachlässigung der Sauerstoffbereitstellung und Braunkohletrocknung scheint ein Wirkungsgrad von etwa 60 – 75% realistisch zu sein.

Formel 43

$$\eta = \frac{W_{H_2}}{H_{u,Kohle} \cdot m_{Kohle}}$$

Mit Formel 43 kann abgeschätzt werden, dass bei einem Heizwert von 8,5 MJ/kg²¹ für 325 PJ Wasserstoff zwischen 51 und 63 Mio. Tonnen Braunkohle im Jahr benötigt würden. Im Vergleich dazu verbraucht ein modernes Kraftwerk pro Jahr ca. 6 Mio. Tonnen Kohle²². Die gesamte Förderung von Braunkohle beträgt in Deutschland etwa 170 Mio. Tonnen pro Jahr [125].

4.2.2 Reinigungsverfahren für Wasserstoff

In Kapitel 1 wurde bereits definiert, dass für diese Arbeit nur Brennstoffzellenfahrzeuge als Verbraucher betrachtet werden. Ein wichtiger Unterschied gegenüber Verbrennungsmotoren liegt in der geforderten Reinheit des Wasserstoffs. Brennstoffzellen benötigen ihn hochrein, weil sie eine sehr geringe Toleranz gegenüber bestimmten Verunreinigungen haben, vgl. Tabelle 4.2. Dies muss bei der Herstellung und beim Transport berücksichtigt werden.

Insbesondere zwei Organisationen geben Vorschriften zur Wasserstoffreinheit in Brennstoffzellenfahrzeugen heraus. Die erste ist die International Organization for Standardization (ISO) und die zweite die Society of Automotive Engineers (SAE). Beide Normen weichen nur geringfügig voneinander ab [126, 127]. Einzig der zulässige Kohlenstoffdioxidanteil ist bei der SAE J2719 nur halb so groß. Es wird bei beiden Normen jedoch darauf hingewiesen, dass die strengen Grenzwerte vorbehaltlich sind und in Zukunft gelockert werden könnten, was von der Widerstandsfähigkeit zukünftiger Brennstoffzellen abhängt. Im Forschungsprojekt Dynamis [128], das u.a. von der Europäischen Union und anderen europäischen Staaten initiiert und von 2006 – 2009 finanziert wurde, wurde der Frage nachgegangen, wie die zukünftigen Grenzwerte aussehen könnten. Dabei wurde ein sinnvoller Kompromiss zwischen wirtschaftlich herstellbarem Wasserstoff und den Anforderungen einer PEM-Brennstoffzelle gesucht. Ein Vergleich der Vorgaben ist in Tabelle 4.2 aufgeführt.

²¹ Braunkohle, feucht

²² Annahme: 42% Wirkungsgrad, 1 GW Leistung und 6000 Volllaststunden

Tabelle 4.2: Spezifikationen von Wasserstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge [126, 127, 128]

Kriterium \ Norm	ISO 14687-2 (Grad D)	SAE J2719	Dynamis	
			Untersucht	Potenziell
Wasserstoffreinheit (min. Stoffmengenanteil, [%])	99,99	99,99	99,95	NS
Verunreinigungen (maximaler Anteil)				
Summe Gase	100	100	500	NS
Wasser ^a (cm ³ /m ³)	5	5	5	NS
Summe Kohlenwasserstoffe (C1 Ba-	2	2	100	NS
Sauerstoff	5	5	5	NS
Argon	100	100	500	2000 – 10.000
Stickstoff				
Helium				
Kohlenstoffdioxid	2	1	1	100
Kohlenstoffmonoxid	0,2	0,2	0,5	0,5
Schwefel ^c	0,004	0,004	0,01	0,1
Formaldehyd	0,01	0,01	NS	NS
Ameisensäure	0,2	0,2	NS	NS
Ammoniak	0,1	0,1	0,1	5
Summe Halogene ^d	0,05	0,05	NS	NS
Max. Partikelgröße	10 µm	10 µm	NS	NS
Max. Partikelkonzentration	1 µg/l	1 µg/l	NS	NS
NS: Nicht spezifiziert			falls keine andere Einheit angegeben µmol/mol 1 µmol/mol = 1 ppm	
a) Natrium (Na+) @ <0.05 µmol/mol H2 oder < 0.05 µg/l Kalium (K+) @ <0.05 µmol/mol H2 oder < 0.08 µg/l oder Kaliumhydroxid (KOH) @ <0.05 µmol/mol H2 oder < 0.12- µg/l b) Beinhaltet z.B. Ethylen, Propylen, Acetylen, Benzol, Phenol (Paraffine, Olefine, Aromaten, Alkohole, Aldehyde) c) Beinhaltet z.B. H2S, COS, CS2 und Mercaptan d) Beinhaltet z.B. HBr, HCl, Cl2 und Halogenalkane				

Für die Reinigung von Wasserstoff gibt es verschiedene Verfahren, deren Eignung von der Menge und Art der Verunreinigung, den Durchsatzraten und der benötigten Reinheit abhängt. Abbildung 4.4 stellt die grundsätzliche Einteilung der möglichen Wasserstoffreinigungsverfahren dar. Zu unterscheiden sind Gastrennung und Gasreinigung. Bei der Gastrennung werden zwei oder mehrere Gase voneinander getrennt. Bei der Gasreinigung wird ein Gas, das aus unterschiedlichen Elementen bestehen kann, von Feststoffen, wie Staubpartikeln etc., gereinigt. Der Ausdruck „Wasserstoffreinigung“ ist ein Überbegriff und wird auch für Gastrennverfahren verwendet, obwohl dies genaugenommen nicht richtig ist.

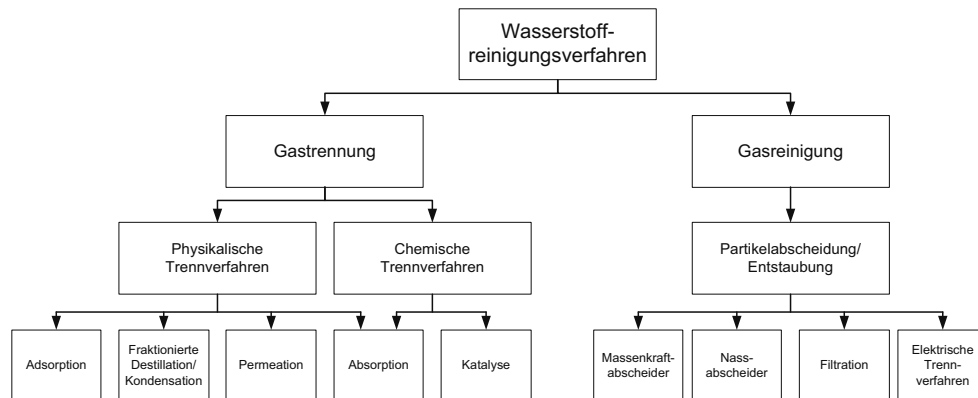


Abbildung 4.4: Einteilung der Wasserstoffreinigungsverfahren

Die Gasreinigung wird auf Teilchen bezogen, die nicht mischbar, dispers in fester oder flüssiger Phase kondensiert vorliegen. Dazu zählen technische Stäube und Öl [129, 130]. Die wichtigsten Trennmerkmale der Partikelabscheidung/Entstaubung sind Feinheitsmerkmale und stoffliche Merkmale. Unter den Feinheitsmerkmalen sind geometrische Abmessungen wie Durchmesser, Volumen, Projektionsfläche oder Oberfläche zu verstehen. Unter stofflichen Merkmalen werden alle chemischen und physikalischen Eigenschaften verstanden. Für die Entstaubung sind die Eigenschaften von Interesse, welche das Angreifen von Kräften erlauben. Dazu zählen die Phase, die Dichte, die magnetische Suszeptibilität, die das Maß für die Magnetisierung eines Stoffes in einem Magnetfeld angibt, die elektrische Aufladbarkeit, die Leitfähigkeit und die Benetzbarkeit der Oberfläche [130]. Die Trennung nach Feinheitsmerkmalen heißt „Klassieren“ und die Trennung nach stofflichen Merkmalen „Sortieren“ [130]. Die kleinen, in fester Phase vorhandenen Partikel werden als Stäube bezeichnet und haben einen Korndurchmesser von 0,5 bis 10 µm [131]. Bei Korndurchmessern von < 1 µm wird auch von Aerosolen gesprochen [131]. Tabelle 4.3 erläutert die jeweiligen Gasreinigungsverfahren kurz und nennt einige Beispiele.

Tabelle 4.3: Einteilung von Gasreinigungsverfahren

Reinigungsverfahren	Erläuterung	Beispiele	Quelle
Massenkraftabscheider	Durch massenproportionale Feldkräfte wie der Schwer-, Zentrifugal- und Trägheitskraft werden Teilchen unterschiedlicher Dichte aus einem zu reinigenden Gasstrom ausgeschieden	Sedimentation Zentrifugation	132, 133
Nassabscheider	Bindung von Staub in einer Flüssigkeit, welche im Anschluss vom Gas getrennt wird	Gaswäsche	129
Filtration	Filter sind Gewebe aus Fasern, Metall oder Kunststoff Unterschied der Teilchengröße zur Abscheidung von Verunreinigungen wird genutzt Effekte: Diffusion, Trägheit, Sperrung, Sieb	Papierfilter, Siebe	134
Elektrische Trennverfahren	Durch eine Spannung von 20 – 100 kV wird zwischen einer Sprüh- und einer Niederschlagselektrode ein elektrisches Gleichspannungsfeld erzeugt, welches die festen und flüssigen Verunreinigungen auflädt Die Teilchen werden durch das magnetische Feld zur Niederschlagselektrode transportiert	Platten-elektrofilter	131

Bei der Gastrennung wird zwischen physikalischen und chemischen Trennverfahren unterschieden. Unter physikalischen Trennverfahren werden beispielsweise die Adsorption als Physisorption und Chemisorption, die Permeation, die Destillation und Rektifikation verstanden. Sie basieren auf der Ausbildung von Phasengleichgewichten [135]. Tabelle 4.4 und Tabelle 4.5 erläutern die beiden großen Teilgebiete der Gastrennverfahren und geben Beispiele an.

Tabelle 4.4: Einteilung physikalischer Trennverfahren

Trennverfahren	Erläuterung	Beispiele	Quelle
Adsorption	Anlagerung von Stoffen, so genannten Adsorptiven, aus fluiden Phasen an festen Oberflächen, den so genannten Adsorbentien; Adsorption ist ein Oberflächeneffekt; Der umgekehrte Prozess heißt Desorption Effekte: Physisorption und Chemisorption Adsorbentien haben sehr große, poröse Oberflächen, z.B. 300 m ² /g bei Aluminiumoxid Adsorption steigt mit Temperatur und Druck	Aktivkohle	135
Fraktionierte Destillation/Kondensation	Trennung über Wärmezufuhr- bzw. -abfuhr Kondensation und Destillation arbeiten entgegengesetzt Destillation: Flüssiges Gemisch wird durch Verdampfung getrennt Kondensation: Am Taupunkt kondensiert eine Komponente aus	Rektifikation	135, 136
Permeation	Permeationsrate steigt mit Partialdruck	Membran	137
Physikalische Absorption	Geringe Bindungsenergien und dadurch einfach zu regenerieren Absorptiv löst sich im Waschmittel; Es gibt keine chemische Reaktion	Physikalische Wäsche	136

Unter chemischen Trennverfahren werden die chemische Absorption und die Katalyse zusammengefasst, vgl. Tabelle 4.5.

Tabelle 4.5: Einteilung chemischer Trennverfahren

Trennverfahren	Erläuterung	Beispiele	Quelle
Chemische Absorption	Absorptiv und Substanzen im Waschmittel gehen chemische Bindung ein	Chemische Wäsche	136
	Zuvor findet physikalische Absorption statt		
	Waschmittel hat bessere Selektivität und Aufnahmefähigkeit		
Katalyse	Aufteilung in heterogene und homogene Katalyse, abhängig vom Phasenzustand	Katalytischer Reaktor	135
	Homogene Katalyse: Einheitliche Phase von Katalysator und Reaktand		
	Heterogene Katalyse: Unterschiedliche Phasen; Häufig Feststoffkatalysator und gasförmiger oder flüssiger Reaktand		

Für diese Arbeit sind nur die Reinigungsverfahren von Interesse, die für die Kohlevergasung und die Elektrolyse geeignet sind. Die Reinigungsverfahren nach der Dampfreformierung eignen sich in ähnlicher Form auch für die Kohlevergasung. Tabelle 4.6 gibt einen Überblick über aktuell genutzte Verfahren zur Wasserstoffreinigung.

Tabelle 4.6: Derzeitig genutzte Wasserstoffreinigungsverfahren

Klassifikation der Prinzipien	Prinzip	Verfahrensbeispiele
Partikelabscheidung	Massenkraftabscheidung	Sedimentation, Zyklon
	Nassabscheider	Druckwasserwäsche
	Filtration	Feinstaubfilter
Physikalisch	Adsorption	Druck- bzw. Vakuumwechseladsorption (DWA bzw. VWA) Temperaturwechseladsorption (TWA)
	Kryogene Trennverfahren	Tiefemperaturkondensation und Rektifikation
	Membranverfahren	Metallmembran, Polymermembran
Physikalisch und Chemisch	Absorptionsverfahren	Gaswäsche
Chemisch	Katalytische Reinigung	Shift-Reaktor, Deoxo-Reaktor

Zu den wichtigen Verfahren zählen die Druckwechseladsorption (DWA) für die fossile Wasserstoffherstellung und die katalytische Reinigung bei der Wasserelektrolyse. Die Verfahren stehen daher nicht in unmittelbarer Konkurrenz zueinander.

Die Druckwechseladsorption beruht auf dem Prinzip der Adsorption, d.h. dass sich Atome und Moleküle an festen Oberflächen binden. Bei diesem Verfahren wird ausgenutzt, dass sich das Adsorptionsverhalten bei unterschiedlichen Partialdruckniveaus verändert. Der DWA-Prozess bewegt sich auf einer Isothermen, meist bei Umgebungstemperatur, zwischen zwei unterschiedlichen Drücken. Der Druck des Rohgases, das auch Feed Gas genannt wird, liegt gewöhnlich zwischen 10 und 40 bar [138]. Weil mit steigendem Absorptionsdruck allerdings bei der Entspannung die Wasserstoffverluste zunehmen, werden ca. 20 bis 30 bar aus wirtschaftlicher Sicht als optimal angesehen. Das Verhältnis von Adsorptions- und

Desorptionsdruck sollte mindestens 4:1 betragen [139]. Ein Prozesszyklus wird in etwa 20 Minuten durchlaufen [138]. Der Druckverlust im System ist gering. Er beträgt ca. 0,5 bis 1 bar. Dieser bezieht sich auf den Druck des Produktwasserstoffs im Verhältnis zum Druck des Synthesegases. Das Restgas wird nach der Desorption bei etwas mehr als Umgebungsdruck, ca. 300 mbar Überdruck, zu einem Brenner geleitet und dort verbrannt. Die hier entstandene Wärme wird im Vergasungsprozess etc. verwendet. Abbildung 4.5 zeigt den schematischen Prozessverlauf.

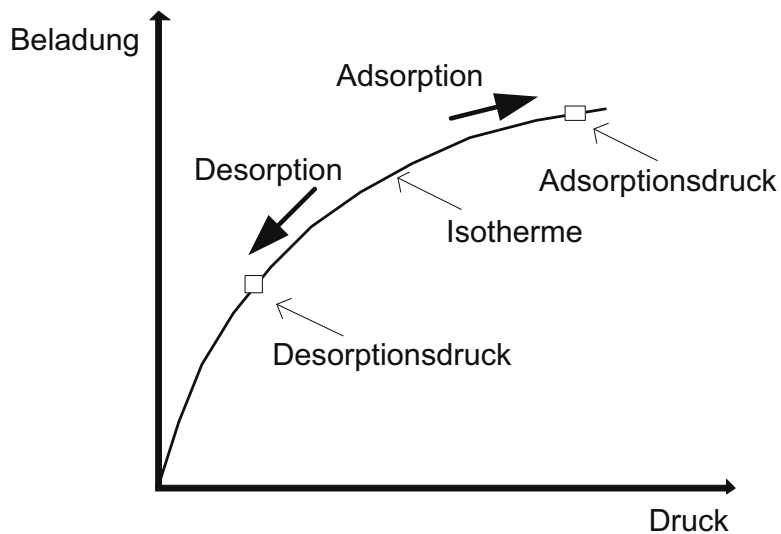


Abbildung 4.5: Schematischer Prozessverlauf einer Druckwechseladsorption

Eine DWA besteht aus mehreren, geschichteten Adsorbentien, um möglichst viele Verunreinigungen zu entfernen. Typische Adsorbentien sind in Tabelle 4.7 aufgeführt.

Tabelle 4.7: Typische Adsorbentien einer Druckwechseladsorption

Adsorbentien	Adsorptive/Verunreinigungen
Aktivkohle	CO ₂ , CH ₄
Aktivkohle/Molekularsieb-Gemisch	CO
Silicagel	Wasser

Abbildung 4.6 zeigt das Anlagenschema einer Druckwechselanlage mit vier Betten. Es werden im Beispiel die Komponenten CO, CH₄ und CO₂ vom Wasserstoff getrennt. Der Prozessablauf ist wie folgt [136, S. 489]:

- Im ersten Adsorber werden CO₂, CH₄ und CO adsorbiert
- Im zweiten Adsorber wird entspannt, was dem dritten Adsorber als Regeneriergas dient (c)
- Der dritte Adsorber wird regeneriert (c)
- Der vierte Adsorber wird mit reinem Wasserstoff aus dem ersten Adsorber (a) und zweiten Adsorber (b) bespannt, um ihn im Anschluss wieder beladen zu können

Die Adsorber folgen einem festen Zyklus, d.h. dass sie ihre Aufgaben regelmäßig tauschen. Zu diesen zählen [136, S. 489]:

- Beladung/Bespannung
- Adsorption
- Entspannung
- Regenerieren/Desorption

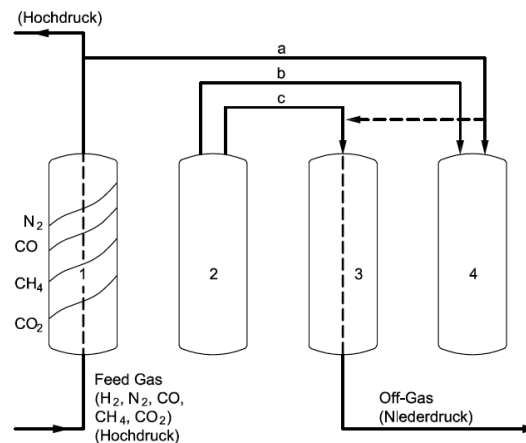


Abbildung 4.6: Anlagenschema einer Druckwechseladsorption [136]

Die Wasserstoffausbeute, die das Verhältnis von Masse Produkt-Wasserstoff zu Masse Rohgas-Wasserstoff beschreibt, liegt je nach Anlage und Prozessführung bei 70 bis 90% [53]. Eine hohe Reinheit bedingt dabei eine geringere Ausbeute. Der restliche Wasserstoff im Off-Gas steht zwar nicht als Produkt zur Verfügung, wird aber zur Dampferzeugung etc. verwendet. In Dampfreformern deckt das Restgas ca. 85% des Energiebedarfs [140]. Der Produktwasserstoff hat in der Regel eine Reinheit von über 99,9% [138]. Der Rohgasstrom muss mindestens einen Anteil von 50% Wasserstoff aufweisen [53]. Dies kann durch eine Rückführung des Produktwasserstoffs sichergestellt werden. Die Bandbreite ist sehr groß und reicht von 35% bis 98% Vol.-% Wasserstoff im Rohgas [138]. Die erste Anlage ging 1966 mit einem Dampfreformer in Betrieb. Mittlerweile sind weltweit über 500 Anlagen installiert worden, von denen die größten Einheiten ca. 120.000 bis 130.000 Nm³/h verarbeiten können [138]. Das entspricht etwa 10 Tonnen in der Stunde. In Tabelle 4.8 wird der Stoffmengenanteil verschiedener Produktgaskomponenten nach den jeweiligen Teilschritten einer konventionellen Kohlevergasungsanlage aufgeführt. Für die Vergasung wird im Beispiel Kohle vom Typ Pittsburgh No. 8 verwendet [141].

Tabelle 4.8: Produktgaszusammensetzung einer konventionellen Kohlevergasung [141]

Komponente	Vergasung	Shift-Reaktor	Entschwefelung	DWA
Ar	0,0048	0,0069	0,0077	0
CH ₄	0,0024	0,0035	0,0039	0
CO	0,2443	0,0905	0,1011	0
CO ₂	0,0568	0,3435	0,2735	0,0009
H ₂	0,1933	0,5414	0,6053	0,998
H ₂ O	0,4887	0,0027	0,0031	0
H ₂ SO ₄	0	0	0	0
N ₂	0,0033	0,0048	0,0054	0,0011
NH ₃	0,0016	0	0	0
O ₂	0	0	0	0
COS (ppmv)	226	0	0	0
H ₂ S (ppmv)	4526	6738	15	0
SO ₂ (ppmv)	0	0	0	0
SO ₃ (ppmv)	0	0	0	0

Katalytische Reinigungsverfahren nutzen ihre selektive Fähigkeit, um einzelne Stoffe aus einem Rohgas umzuwandeln und um diese später entfernen zu können. Dies ist insbesondere bei der alkalischen Wasserelektrolyse wichtig, weil so die gelöste Sauerstoffmenge reduziert werden kann. Die im Wasserstoff gelöste Sauerstoffmenge vor dem katalytischen Reiniger beträgt bis zu 1%. Nach der Reinigung fällt der Anteil auf 1 ppm und weniger. Der Katalysator besteht dabei aus Palladium, das auf γ -Aluminiumoxid geträgert ist, oder aktivierter Kohle [142]. Die Sauerstoffreste werden mit Wasserstoff zu Wasser umgewandelt, welches im Anschluss auskondensiert wird. Ein Elektrolyseur mit nachgeschalteter Katalyse erzielt mit verhältnismäßig geringem Aufwand eine sehr hohe Wasserstoffreinheit. Tabelle 4.9 zeigt eine Liste mit Beispielen für katalytische Wasserstofftrennverfahren.

Tabelle 4.9: Beispiele für katalytische Wasserstofftrennverfahren, vgl. [53, 142]

Verunreinigung	Prozess	Reaktion	Restverunreinigung
Kohlenstoffmonoxid	CO-Shift	$\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \text{CO}_2$	< 0,2 – 0,5 Vol. -% CO
	Methanisierung	$\text{CO} + 3 \text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$	< 10 ppm CO
	Selektive Oxidation	$2 \text{CO} + \text{O}_2 \rightarrow 2 \text{CO}_2$	100 ppm CO
Schwefelverbindungen	Entfernen von Schwefelwasserstoff z.B.: Absorption auf Zinkoxid	$\text{ZnO} + \text{H}_2\text{S} \rightarrow \text{ZnS} + \text{H}_2\text{O}$	< 1ppm H ₂ S
Stickoxide	Hydrierung auf schwefeligen Kobalt-Molybdän Katalysator	$2 \text{NO}_x + 2x \text{H}_2 \rightarrow \text{N}_2 + 2x \text{H}_2\text{O}$	0,01 ppm NO _x
Sauerstoff	Deoxo Reaktoren	$2 \text{H}_2 + \text{O}_2 \rightarrow 2 \text{H}_2\text{O}$	< 1 ppm O ₂

Eine Alternative zur DWA stellen Palladium-Membranen dar. Kleinere Anlagen, d.h. < 160 kW_{H₂}, bewegen sich laut [143] bereits in einem ähnlichen Kostenbereich, vgl. Abbildung 4.7. Als Wasserstoffquelle wird jeweils Erdgas verwendet, das per Dampfreformierung umgewandelt wird. Beide Verfahren sind bezüglich der Produktgasqualität vergleichbar. Die Durchsatzraten der Palladium-Membranen sind für diese Arbeit allerdings zu klein, weshalb diese Art der Reinigung nicht weiter behandelt wird.

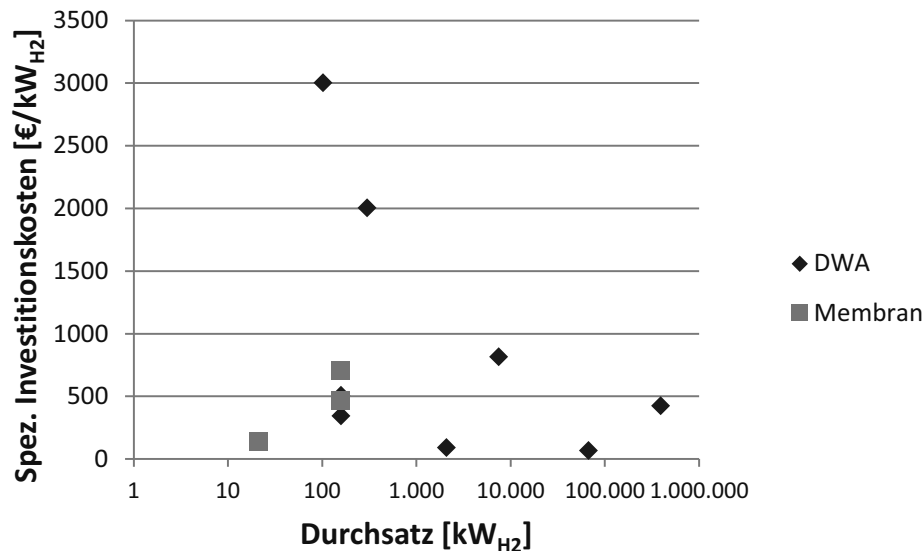


Abbildung 4.7: Spezifische Kosten von DWA- und Membran-Verfahren

4.2.3 Großtechnische Speicherung

Wasserstoff bietet als Energieträger im Gegensatz zu Strom den Vorteil, in großen Mengen effektiv über einen langen Zeitraum gespeichert werden zu können. Dies ist weder für die Kohlevergasung, die bedarfsgerecht gesteuert werden kann, noch für die Nachfrage, die verhältnismäßig konstant über das Jahr verteilt ist, wichtig. Für den Windstrom, der über Elektrolyse ca. die Hälfte der Wasserstoffmenge bereitstellen muss, ist dies aber von enormer Bedeutung. Die Windmenge schwankt nicht nur über den Tag, sondern auch über das ganze Jahr. Es ist daher erforderlich, Verbrauch und Produktion voneinander zu entkoppeln. Kurzfristige Schwankungen können das Pipelinesystem und kleine technische Speicher übernehmen. Die saisonalen Unterschiede müssen aber von großtechnischen Speichern übernommen werden. Für diese wird im Folgenden eine Abschätzung vorgenommen.

Früher wurde von der sogenannten Driving Season gesprochen, der Ferienzeit in den Sommermonaten, in der viele Leute verreisen. In dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass der Verbrauch an Wasserstoff keinen saisonalen Effekten unterworfen ist. Vereinfacht soll deshalb angenommen werden, dass während der Ferienzeit die Anzahl an Berufspendlern und Geschäftsreisenden abnimmt und durch die Zunahme an Urlaubsreisenden ausgeglichen wird. Daher wird nur die Charakteristik des Winds genauer untersucht, um die Speicher angemessen dimensionieren zu können.

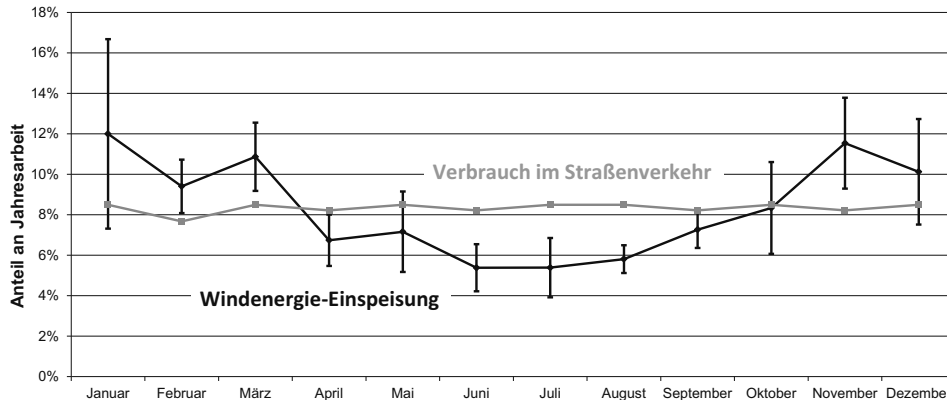


Abbildung 4.8: Saisonales Windprofil in Deutschland; Daten aus [144]

Es wurde bereits erwähnt, dass die Windstromeinspeisung über den Tag im Allgemeinen hohen Schwankungen unterliegt. Wind hat allerdings auch einen ausgeprägten saisonalen Charakter, vgl. Abbildung 4.8. Für die Jahre 2006 bis 2010 wurden die veröffentlichten Einspeisedaten des TenneT TSO GmbH-Netzes [144] ausgewertet. Dies gehörte vormals E.ON und wurde im Rahmen des Unbundling verkauft. Es versorgt eine Fläche von etwa 140.000 km² in Deutschland und verläuft von Bayern durchgehend über Hessen und Niedersachsen bis Schleswig-Holstein. Es deckt damit alle relevanten Topografien ab, weshalb die Zahlen als repräsentativ für Deutschland angenommen werden. Es wurden keine vollständigen Daten über diesen Zeitraum von den anderen wichtigen Netzbetreibern veröffentlicht. Diese sind: Amprion, Elia und EnBW Transportnetze. Ein Vergleich mit den veröffentlichten Daten dieser Netzbetreiber [145, 146, 147] in Deutschland zeigt, dass die Annahme zutrifft.

Deutlich ist zu erkennen, dass in den späten Herbst- und Wintermonaten bis in den frühen Frühling hinein mehr Strom erzeugt wird, als theoretisch verbraucht wird. Die graue Linie gibt den durchschnittlichen, anteiligen Treibstoffverbrauch in jedem Monat an. Es wird dabei berücksichtigt, dass die Monate unterschiedlich viele Tage haben. So hat der Januar einen Bedarf über 31 Tage und der Februar über 28 Tage. Schaltjahre werden nicht berücksichtigt. Durch dieses Vorgehen wird sichergestellt, dass die vorliegenden Einspeisedaten, die taggenau sind, nicht zu einer unnötigen Verzerrung führen. Die schwarze Linie gibt die Einspeisung an Windstrom wieder. Zusätzlich zu den Erwartungswerten ist auch die Standardabweichung wiedergegeben. Auch diese schwankt sehr stark saisonal. Der Januar hat die höchste erwartete Einspeisung, aber auch die größte Varianz, während der August ein sehr windschwacher Monat ist und es auch kaum Abweichungen nach oben oder nach unten gibt, vgl. Abbildung 4.8. Die Schwankungen führen dazu, dass einige Monate, z.B. Januar und Dezember, evtl. nicht den eigenen Bedarf decken können. Es kann aber auch sein, dass im April, Mai und September entgegen der Erwartung mehr Energie bereitgestellt wird, als verbraucht wird. Diese Abweichungen werden allerdings in dieser Arbeit nicht weiter berücksichtigt.

Für die Speicherdimensionierung werden ein gleichmäßiger Verbrauch und eine dem Erwartungswert entsprechende Produktion vorausgesetzt. Des Weiteren wird angenommen, dass

die hergestellte Wasserstoffmenge proportional zur Windeinspeisung ist, d.h. dass im Sommer gemäß der Windenergieeinspeisung weniger und im Winter anteilig mehr hergestellt wird. Daraus ergibt sich im Sommer ein Wasserstoffmangel, der durch den Überschuss im Winter ausgeglichen werden muss. Dazu ist ein saisonaler Großspeicher erforderlich, der im Winter be- und im Sommer entladen werden kann, vgl. Abbildung 4.9.

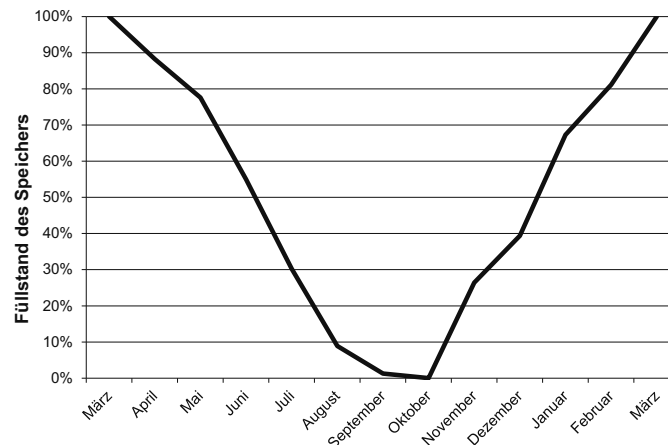


Abbildung 4.9: Füllstand eines saisonalen Wasserstoffspeichers

Der März ist der letzte Monat, in dem im Erwartungswert mehr Energie bereitgestellt als verbraucht wird, bevor das „Sommerloch“ beginnt. Weil in den anschließenden Monaten der Speicher im Erwartungswert nur noch entleert wird, muss der Füllstand im März 100% betragen, um den Mangel ausgleichen zu können. Bis in den Oktober hinein reduziert sich der Füllstand dann solange, bis er entleert ist. In den folgenden Monaten wird er dann wieder aufgefüllt.

Laut GermanHy werden im Jahr ca. 2,7 Mio. Tonnen Wasserstoff aus Windenergie gewonnen und im Straßenverkehr eingesetzt. Aus Abbildung 4.8 und Abbildung 4.9 folgt, dass der Speicher eine Größe von etwa 340.000 t haben muss, um einen saisonalen Ausgleich sicherzustellen. Schließlich könnte noch ein Sicherheitsfaktor vorgesehen werden. Dieser hätte den Vorteil, dass die überdimensionierten Speicher auch längere Zeiträume abdecken könnten. Dies würde allerdings nur zum Ausgleich von ertragsstarken und ertragsschwachen Jahren einen Sinn ergeben, weil der Zeitraum der Einspeisung innerhalb eines Jahres sich direkt an den Zeitraum der Ausspeisung anschließt und umgekehrt. Für einen monatlichen Ausgleich ist daher kein Sicherheitsfaktor notwendig. Allerdings ist es äußerst zweifelhaft, ob der Speicher massiv überdimensioniert werden sollte. Die Anschaffungs- sowie auch die Wartungskosten wären entsprechend höher und würden jedes Jahr anfallen. Stattdessen könnte z.B. über den kurzzeitigen Import von Wasserstoff nachgedacht werden, um einen Mangel auszugleichen. Exporteure könnten z.B. Länder wie Kanada und Island sein, die über großes Potenzial an Erneuerbaren, wie Wind, Wasserkraft, Geothermie oder Biomasse, verfügen. Dies wäre zwar einmalig teurer, würde aber die Kosten nicht permanent erhöhen.

Die Wasserstoffherstellung wird laut GermanHy zur einen Hälfte aus Windstrom und zur anderen Hälfte aus Kohle bestehen. Da der Output der Kohlevergasung geregelt werden kann und die Kohle als „Speicher“ dient, bietet sich die Möglichkeit an, die Kohlevergasung zum Ausgleich der Produktion zu nutzen. Abhängig von der Windmenge könnte die Kohlevergasung entsprechend mehr oder weniger produzieren. Dadurch könnten Großspeicher vermieden oder deren Größe zumindest erheblich reduziert werden. Bedingt durch mögliche ungeplante Betriebsausfälle oder Wartungsarbeiten, sollte aber dennoch ein kleiner Speicher installiert werden. Nachteilig ist, dass die installierte Leistung der Kohlevergasungsanlagen vergrößert werden müsste.

Wasserstoff ist als Treibstoffersatz für Benzin und Diesel im Verkehrssektor gedacht. Daher könnte es zusätzlich zur vorgestellten saisonalen Speicherung auch sein, dass die Regelung der „Strategischen Reserve“ greift. Deren Ziel ist es sicherzustellen, dass auch ein Öl- oder Gasembargo nicht sofort zum vollständigen Ausfall führt. Die Reserve ist auf 90 Tage ausgelegt [148]. Bei Wasserstoff aus Windstrom handelt es sich um einen einheimischen Energieträger. Die Importunabhängigkeit ist damit sichergestellt, aber ohne Speicher muss der Wasserstoff immer noch hergestellt werden und steht damit nicht sofort zur Verfügung. Die Versorgung ist damit weiter gefährdet und die Strategische Reserve nicht sichergestellt. So wird beim Öl etwa die Hälfte als fertiges Produkt gespeichert, um zur Not auch auf die Raffinerien eine Zeit lang verzichten zu können. Ob die gesetzliche Regelung der Erdölbevorratung unter veränderten Rahmenbedingungen weiter aufrechterhalten bleibt, hängt davon ab, was zukünftig als wichtiger interpretiert wird: Die Importunabhängigkeit oder die Unabhängigkeit von der Herstellung selbst. Denkbar ist zumindest, dass der Speicher nicht permanent bis zu seinem Maximum gefüllt sein muss, sondern der Füllstand sich dynamisch anpasst. Die Strategische Reserve könnte damit der Charakteristik des Windstroms entgegenkommen. Dieser Speicher könnte dann als „Sicherheitsaufschlag“ zu den saisonalen Speichern betrachtet werden. Weil es sich bei dieser Speicherung um eine politische Vorgabe und keine wirtschaftliche Notwendigkeit handelt, können die resultierenden Kosten nicht der Infrastruktur angelastet werden.

Tabelle 4.10: Speicherungsvarianten zum Ausgleich des saisonalen Windstromangebots

Kriterium	Zeitraum [Tage]	Menge [kt]	Volumen ²³ [Mio. m ³]
Saisonaler Speicher	48	340	48
Ausgleich mit Vergasung	2 – 3	14 – 21	2 – 3
Strategische Reserve	90	630	90

Tabelle 4.10 fasst die drei relevanten Speichermöglichkeiten zusammen. Bei einer gleichmäßigen Verteilung ergibt sich pro Tag etwa ein Verbrauch von 7000 Tonnen. Bei 100 bar und 50°C hat Wasserstoff eine Dichte von ca. 7 kg/m³. Diese Bedingungen können näherungsweise für Kavernenspeicher angenommen werden [149, 150]. Daraus folgt, dass pro Tag etwa ein Speichervolumen von 1 Mio. m³ erforderlich ist. Um ein räumliches Gefühl für diese Größe zu bekommen, eignet sich am besten der Vergleich mit einem Fußballstadion. Die Allianz Arena in München hat einen Bruttorauminhalt von knapp 3 Mio. m³ [151] und wäre daher rechnerisch geeignet, als Wasserstoffspeicher für 3 Tage zur Verfügung zu stehen. Bei dieser Größenordnung ist davon auszugehen, dass nur Untertagespeicher als saisonale Speicher in Betracht kommen.

²³ Bei 100 bar und 50°C, ohne Kissengas

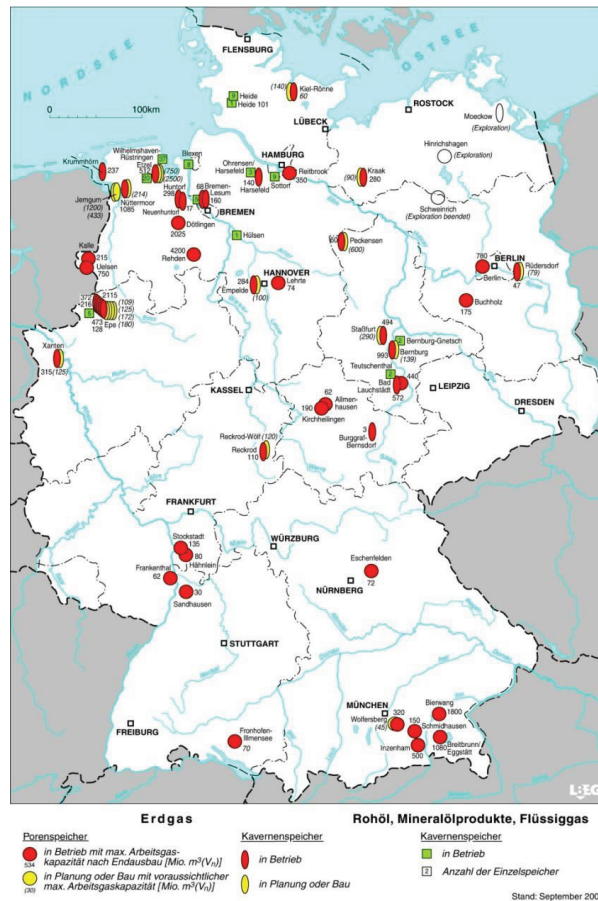


Abbildung 4.10: Untertagespeicher in Deutschland [149]

Die größten Untertagespeicher werden für Erdgas verwendet. In Deutschland sind etwa 50 Großspeicher in Betrieb, die insgesamt etwas über 20 Mrd. Nm³ Erdgas als Arbeitsgas speichern können [152]. Dies entspricht ca. ¼ des deutschen Jahresbedarfs und damit der Strategischen Reserve von 90 Tagen. Der Erdgasverbrauch liegt bei knapp 100 Mrd. Nm³ pro Jahr, was etwa 3000 PJ entspricht [153]. Weltweit gibt es über 600 Speicher, deren Arbeitsgasvolumen insgesamt über 350 Mrd. Nm³ liegt [149].

Es gibt zwei unterschiedliche Typen von Großspeichern, die für Erdgas eingesetzt werden. Das eine sind Porenspeicher aus porösen Gesteinsschichten und das andere sind Kavernen aus ausgesalzen Salzstöcken. Zu den Porenspeichern zählen Aquifere und ausgebeutete Erdöl- und Erdgaslagerstätten. Abbildung 4.10 zeigt eine Deutschlandkarte, auf der die bestehenden und geplanten Erdgasspeicher verzeichnet sind.

Innerhalb der Speicher wird zwischen Arbeits- und Kissengas unterschieden. Das Kissengas ist der Anteil, der immer im Speicher verbleibt, um zu vermeiden, dass Risse in den Wänden entstehen bzw. wachsen, die schließlich die Stabilität gefährden könnten. Dagegen stellt das

Arbeitsgas den Anteil dar, der effektiv genutzt werden kann. Tabelle 4.11 zeigt die Daten für die deutschen Erdgasgroßspeicher Ende 2008.

Tabelle 4.11: Daten für deutsche Poren- und Kavernenspeicher [149]

			Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Betrieb	Arbeitsgas	10 ⁶ [Nm ³]	12.456	7.816	20.272
	Plateau-Entnahmerate	10 ⁶ [Nm ³ /d]	192,1	296,5	488,6
	Anzahl der Speicher	[-]	23	24	47
	Ø Arbeitsgas	10 ⁶ [Nm ³]	541,6	325,7	431,4
	Ø Plateau-Entnahmerate	10 ⁶ [Nm ³ /d]	8,35	12,36	10,4
Planung/ Ausbau/ Bau	Arbeitsgas	10 ⁶ [Nm ³]	50	7400	7500
	Anzahl	[-]	1	18	19

Ein Vergleich der Speicherarten, vgl. Tabelle 4.12, zeigt, dass Porenspeicher, auch wenn sie einige Vorteile bieten, als Speichermöglichkeit für Wasserstoff kaum in Frage kommen. Die biologische Schwefelwasserstoffbildung führt zu einer unerwünschten Verunreinigung, so dass nach jeder Entnahme eine weitere Entschwefelung erfolgen müsste. Neben dem zusätzlichen Aufwand, der auch mit einem stofflichen Verlust von Wasserstoff verbunden ist, bildet sich auch ein so genannter Schmoos. Dieser verstopft die Öffnungen, weshalb diese immer wieder aufgebohrt werden müssten [155]. Die Erfahrungen mit Stadtgas weisen auf diese Schwierigkeiten allerdings nicht hin, weshalb eine genauere Untersuchung der Effekte erforderlich ist [155].

Tabelle 4.12: Vergleich von Poren- und Kavernenspeichern

Speichertyp	Speicherart	Vorteile	Nachteile	Quelle
Poren-speicher	Aquifere	Geologische Bedingun-gen sind bekannt	Anreicherung mit schweren Kohlenwasserstoffen	154, 155
	Ehemalige Erdgas- / Erdöllager-stätte	Dichtheit und Struktur gegeben	Deckschicht und natürliche Begrenzungen schränken Vo-lumen ein	
		Alte Sonde teilweise noch nutzbar	Biologische Schwefelwasser-stoffbildung	
		Kissengas bereits vor-handen		
Kavernen-speicher	Salzlager	Extrem geringe Leckage-raten	Lange Aussoldauer, ca. 7 Jahre	154, 155,
	Salzstöcke	Höhere Entnahmeraten	Hoher Anteil des Kissengas, ca. 1/3 des Volumens	156

In dieser Arbeit werden nur Kavernenspeicher betrachtet. Diese werden in Salzlager durch Solvorgänge künstlich hergestellt. Mit einer Bohrung werden zwei konzentrische Leitungen eingeführt. Durch diese wird das Salz mit Wasser ausgespült und anschließend abgepumpt, vgl. Abbildung 4.11. Die umgebende Salzschiebt muss eine ausreichende Stabilität vorweisen.

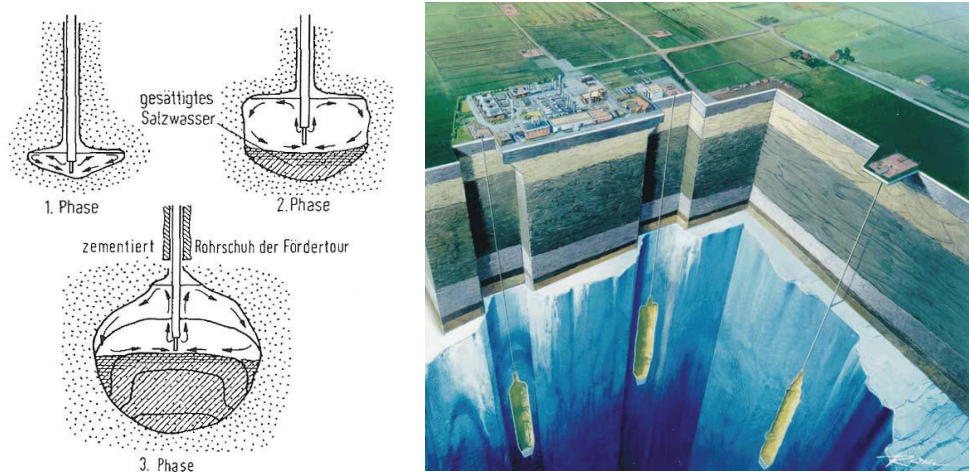


Abbildung 4.11: Links: Schematischer Solvorgang eines Salzkavernenspeichers [157]
Rechts: Abbildung einer Salzkaverne zur Erdgasspeicherung [158]

Das Kissengas macht etwa ein Drittel der speicherbaren Menge aus und dient dazu, den notwendigen Mindestdruck zu gewährleisten, vgl. Tabelle 4.13. Durch den Kontakt mit Wasser sinkt die Permeabilität de facto auf null [154, 157]. Die Leckagerate für Wasserstoff wird in [158] für einen Kavernenspeicher mit einem Volumen von 500.000 m³ mit 0,015%/a angegeben und kann damit vernachlässigt werden. Hierbei handelt es sich allerdings nur um einen errechneten Wert, so dass der endgültige Beweis noch aussteht. Allerdings werden Kavernenspeicher bis 150 bar allgemein als „dicht“ angenommen [91, 159].

Tabelle 4.13: Exemplarischer Vergleich von drei unterschiedlichen Speichertypen [149, 160]

Name		Bierwang	Engelbostel ²⁴	Epe
Typ		Porenspeicher, ehemalige Gaslagerstätte	Porenspeicher, Aquifer	Salzlager
Druck [bar]	Min.	50	13	63
	Max.	150	28	185

Der Rohrdruck des Erdgas-Transportsystems ist mit durchschnittlich 45 bar wesentlich geringer als der durchschnittliche Druck in den Untertagespeichern, der bei ca. 130 bar liegt. Daher sind Kompressoren notwendig. Das Verdichtungsverhältnis ist mit drei verhältnismäßig hoch, weshalb in erster Linie Kolbenverdichter eingesetzt werden, vgl. Tabelle 4.14.

Tabelle 4.14: Eingesetzte Erdgasverdichtereinheiten mit Antriebsaggregat 1989 [156]

Maschinentyp		Anzahl
Antrieb	Verdichter	
Gasturbine	Turboverdichter	3
Kolbenmotor	Kolbenverdichter	27
Elektromotor	Kolbenverdichter	13
Gasturbine	Kolbenverdichter	6
Summe		49

²⁴ Nicht mehr in Betrieb

Zum saisonalen Ausgleich sind etwa 340.000 Tonnen Wasserstoff notwendig, vgl. Tabelle 4.10. 11 Nm³ Wasserstoff entsprechen 1 kg. Daraus folgt, dass ein Arbeitsgasvolumen von 3,7 Mrd. Nm³ erforderlich ist. Die Salzkaverne in Bad Lauchstädt, in der Nähe von Halle an der Saale, verfügt zum Vergleich über ein Arbeitsgasvolumen von ca. 1,1 Mrd. Nm³ [149]. Die Anzahl an benötigten Großspeichern ist daher überschaubar.

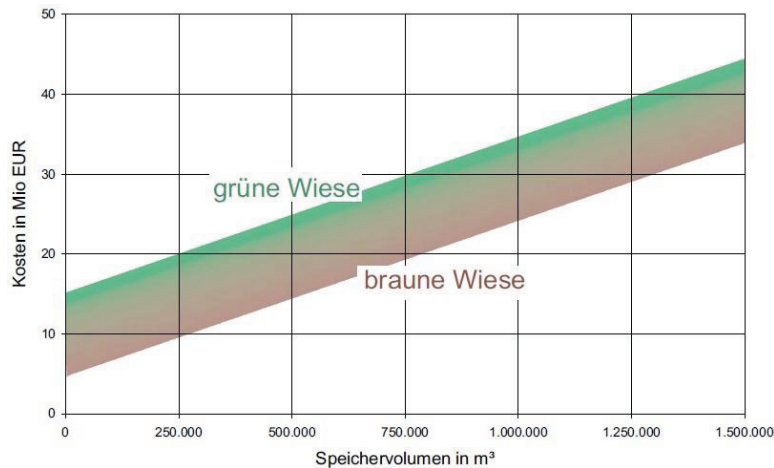


Abbildung 4.12: Kosten für die Planung und den Bau von Kavernenspeichern [161]

Bei Salzkavernen ist die Tiefe zu beachten, in der ausgesolt wird. Der Druckwechselbetrieb hat eine negative Auswirkung auf die Stabilität der Kaverne, weil sie dynamisch und thermisch belastet wird. Mit zunehmender Tiefe steigt die Stabilität der Kaverne, aber dafür erhöht sich der Kissengasanteil, der in der Regel bei ca. 30% liegt. Eine Kaverne in der Nähe der Oberfläche könnte also bis nahezu auf den Umgebungsdruck entleert werden, wäre aber sehr empfindlich gegenüber Druckwechseln. In der Regel liegt die Tiefe daher bei 600 bis 1000 Metern [161]. Etwas Ähnliches gilt für die Amplitude der Druckschwankung. Eine große Amplitude ermöglicht ein hohes Speichervolumen, belastet aber mechanisch die Wände stärker und kann auch höhere thermische Spannungen bei der Beladung und Entleerung verursachen. Im Normalbetrieb werden daher in der Regel nicht mehr als 40 bar realisiert und 20 bar sogar empfohlen [161].

Sofern angenommen werden kann, dass Druckluft- und Wasserstoffspeicher weitgehend identisch sind, ist es möglich, die Kosten für die Speicher mit Abbildung 4.12 abzuschätzen. Die „grüne Wiese“ steht für eine Fläche, die noch nicht näher untersucht wurde, während im Gegensatz dazu die „braune Wiese“ bereits bekannt ist. Die Differenz drückt sich also in der Unsicherheit bezüglich Exploration, Planung, Genehmigung und Bau aus. Dies spiegelt sich in den Investitionskosten wider. Eine einzelne Kaverne hat in der Regel eine Größe von 500.000 bis 750.000 m³ [161, 162]. Für größere Speichermengen sind mehrere Kavernen nötig. Ein Speicher mit einem Volumen von 750.000 m³, der effektiv etwa 500.000 m³ Wasserstoff speichern kann, kostet zwischen 18 und 30 Mio. €, vgl. Abbildung 4.12.

Der saisonale Speicher muss eine Arbeitsgaskapazität von 45 bis 50 Mio. m³ haben. Das Volumen liegt dann insgesamt zwischen 68 und 75 Mio. m³. Daraus folgen Investitionskosten

von 1,62 Mrd. bis 3 Mrd. €. Mögliche Standorte für Salzkavernen und geplante Anlandungspunkte für Offshore-Windstrom sind in Abbildung 4.13 aus [163] aufgeführt.

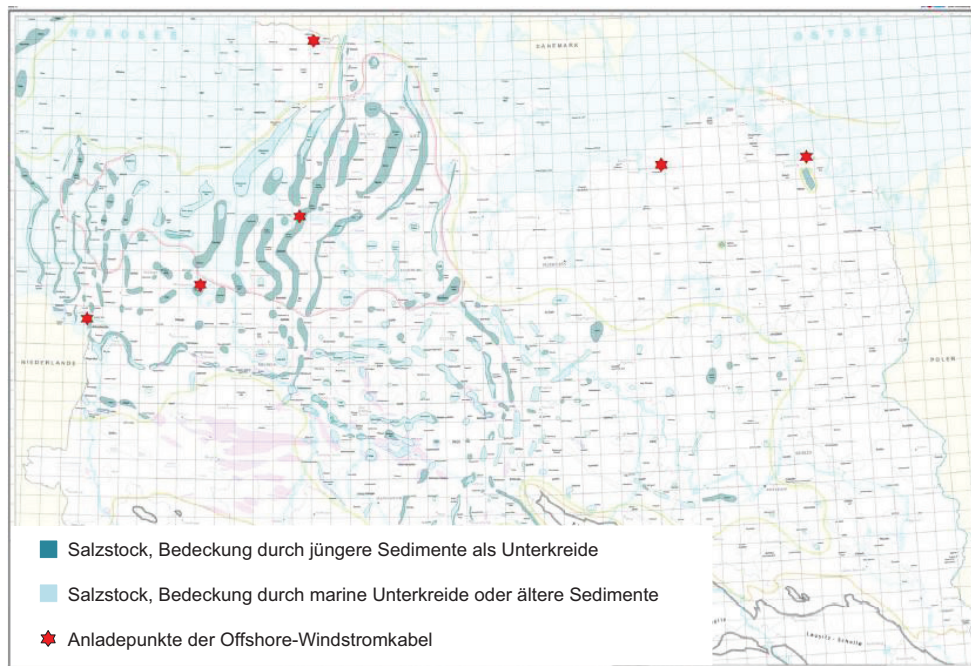


Abbildung 4.13: Geplante Anlandungspunkte für Offshore-Windstrom und Salzstöcke in Norddeutschland. Karte von [163]; Maßstab 1:500.000

Bei der Entnahme kühlt sich Erdgas isenthalp ab, was durch eine Vorwärmung ausgeglichen werden muss [164], um Schäden an den Komponenten zu verhindern. Beim Wasserstoff spielt dies keine Rolle, weil er in den hier betrachteten Grenzen einen negativen Joule-Thomson-Effekt hat, vgl. Kapitel 3, und sich bei der Entspannung leicht, d.h. wenige °C, erwärmt. Die Einspeisung ins Pipelinenetz erfolgt schließlich durch den Anschluss an das Rohrleitungssystem über eine Kompressorstation. Diese dient im Fall von Windstrom auch zur Beladung der Großspeicher und im Fall von Kohle dazu, den Wasserstoff auf den gewünschten Pipelinedruck zu bringen. Der Druck nach Gewinnung und Aufbereitung des Erdgases liegt zum Vergleich bei ca. 65 bar [29].

Als Fazit kann daher gezogen werden, dass Kavernen angemessene Speichertypen für Wasserstoff darstellen und in ausreichender Menge vorhanden sind bzw. geschaffen werden können. Die ermittelten Kosten werden für die spätere Gesamtkostenrechnung übernommen.

4.3 Rohrleitungen

In einem Pipelinesystem ist die Rohrleitung die wichtigste und teuerste Komponente. Der Aufbau hat maßgeblichen Einfluss auf die anderen Komponenten. Zwischenverdichter müssen z.B. auf den Ausgleich der Druckverluste ausgelegt werden. Neben der Dimensionierung, die sich nach Durchsatzraten und tolerierten Druckverlusten richtet, spielt bei Wasserstoff auch die Materialauswahl eine zentrale Rolle.

Die Idee, Wasserstoff verflüssigt in einem Rohr zu transportieren, wird zwar gelegentlich ins Gespräch gebracht, wie zuletzt von Evonik Industries mit ihrem icefuel®-Projekt, aber in dieser Arbeit nicht weiter behandelt. Stattdessen wird ein Rohrsystem untersucht, das Wasserstoff gasförmig unter Druck transportiert.

4.3.1 Materialien

Konventionelle Rohrleitungsstähle, vgl. Tabelle 4.15, sind unterschiedlich empfindlich gegenüber Wasserstoffversprödung. Schweißnähte sind besonders gefährdet. Weil Längsschweißnähte mechanisch doppelt so stark belastet werden wie Ringschweißnähte, werden in der Regel nahtlose Rohre empfohlen. Die Verbindung der einzelnen Rohrsegmente erfolgt allerdings über Schweißnähte²⁵. Der Grund für die höhere Anfälligkeit liegt darin, dass sich unter schnellem Abkühlen der Schweißnähte harte Martensite und hohe Eigenspannungen in der Wärmeeinflusszone bilden und damit in der Folge die wasserstoffinduzierte Rissbildung gefördert wird [99, 165, 166]. Die Längsnähte von induktionsgeschweißten Rohren, HFI-Rohre genannt, sind durch ihre Nachbehandlung weniger empfindlich und daher fast mit nahtlosen Rohren vergleichbar [167].

Insgesamt neigen Stähle mit hohen Kohlenstoffäquivalenten dazu, Martensite während des Schweißprozesses zu bilden [168]. Nicht-normalisierte Martensite bilden die anfälligste Phase für Wasserstoffversprödung in Stählen [169, 170]. Daher wird versucht, möglichst niedrige C.E.-Werte zu realisieren. Das Kohlenstoffäquivalent, abgekürzt mit C.E., wird verwendet, um die Schweißfähigkeit von Kohlenstoff- und niedriglegierten Stählen sowie die Anfälligkeit gegenüber Rissbildung während des Schweißens zu bewerten. Stähle mit einem kleinen Kohlenstoffäquivalent (< 0,35) müssen wärmetechnisch nicht vor- oder nachbehandelt werden. Mittlere Größen müssen vorbehandelt werden und hohe Äquivalente (> 0,55) setzen Vor- und Nachbehandlung voraus [100]. Nach alter Berechnung ergibt sich das Kohlenstoffäquivalent nur aus den gewichteten Anteilen von Kohlenstoff und Mangan. Es gilt:

$$\text{Formel 44} \quad \text{C.E.} = \%C + \%Mn/6$$

Das Kohlenstoff-Mangan-Verhältnis ist sehr wichtig in Kohlenstoffstählen. Ein Verhältnis bei Mn:C von 3:1 ist laut [100] wünschenswert. Mn tendiert dazu, die Übergangstemperatur zu senken, während C sie erhöht. Ein zu hohes Mn:C-Verhältnis beeinträchtigt bei Kohlenstoffstählen die Härbarkeit und Schweißfähigkeit [100]. Bei der neuen Berechnung werden zusätzlich noch Molybdän, Chrom, Vanadium, Nickel und Kupfer berücksichtigt. Es gilt [100]:

$$\text{Formel 45} \quad \text{C.E.} = \%C + \%Mn/6 + (\%Mo + \%Cr + \%V)/5 + (\%Ni + \%Cu)/15$$

Insgesamt sollte die Festigkeit von Schweißnähten, wie auch die von Stählen, nicht über 800 MPa liegen [168]. Der Effekt der Versprödung der Schweißnähte wird durch den höheren Mangananteil in bestimmten Stählen wie X-52 noch verstärkt [165]. Schweißverfahren und

²⁵ Flanschverbindungen sind für Wasserstoff, bedingt durch die kleine Molekülgröße, aus Sicherheitsgründen weniger geeignet und werden daher selten verwendet.

Legierungen müssen dies bei der Auslegung berücksichtigen. Das Schutzgasschweißen scheint hier eine interessante Alternative darzustellen [165]. Allerdings muss auf die Art des Schutzgases geachtet werden. So wurde eine erhöhte Sauerstoffkonzentration in Schweißnähten gemessen, die unter der Verwendung von 100% CO₂ als Schutzgas hergestellt wurden. Bei Argon-reichem Schutzgas, z.B. 85Ar-15CO₂ oder 95Ar-5CO₂, lag der Sauerstoffanteil bei 300 ppm, also 0,03 Gew.-%, während der Anteil bei reinem CO₂ sich im Bereich von 0,045 bis 0,056 Gew.-%, entsprechend 450 bis 560 ppm, bewegte. Dies ist von Bedeutung, weil die Konzentration von Sauerstoff Einfluss auf die Härte der Schweißnähte hat [171]. So sank bei -50°C die Kerbschlagarbeit von 200 J auf 70 J, wenn reines CO₂ statt 85%-Ar-15%CO₂ verwendet wurde [171]. Obwohl Wasserstoffversprödung bei Schweißnähten in heutigen Wasserstoffpipelines noch nie festgestellt bzw. noch nie darüber berichtet wurde, wird allgemein anerkannt, dass die Festigkeit der Mikrostruktur der Schweißnähte kontrolliert werden muss, um die Wasserstoffversprödung zu vermeiden [100].

Bei der Materialauswahl für Rohrleitungssysteme wird grundsätzlich zwischen hoch- und niedrigfesten Werkstoffen unterschieden. Im Allgemeinen werden Rohre nach Tabelle 4.15 verwendet [172]. Für die meisten Anwendungen, wie Rohre für Erdgas oder technische Gase, werden niedrigfeste Rohre genutzt. In Deutschland bzw. Europa sind Rohrleitungsmaterialien nach DIN EN 10208 für brennbare Medien und DIN EN 10224 für Wasser bzw. wässrige Medien verbindlich. Im Bereich des Endkunden werden verstärkt Edelstähle genutzt. Seit einiger Zeit scheint sich dieser Trend, zumindest im Erdgasnetz, zu ändern. So wurden früher nur niedrigfeste Stähle im Transmissionsnetz verwendet, während heutzutage Stähle mit höherer Festigkeit zum Einsatz kommen. Dies liegt insbesondere daran, dass bei gleichem Sicherheitsfaktor weniger Material verbaut werden muss, wodurch die Gesamtkosten trotz höherer spezifischer Materialkosten gesenkt werden. Tabelle 4.24 und Tabelle 4.25 zeigen, welche Materialien für Wasserstoffpipelines bisher verwendet werden.

Tabelle 4.15: Vergleich verschiedener Werkstoff- und Rohrleitungsnormen [172]

Verwendungszweck	EN		DIN		API 5L	ASTM
	Norm	Werkstoff	Norm	Werkstoff		
Rohre für den Leitungsbau bis 15 bar	10255 geschweißt + nahtlos	L 195	2440 + 2441	St 33	Grade B	A 53
Geschweißte Rohre für den Druckleitungsbau bis 70 bar	10217-1 bei Raumtemperaturen	P 235 TR1 P 265 TR1	1626	St 37.0 St 42.0	Grade B Grade X 42	A 53 A 106
	10217-2/10217-5 bei erhöhten Temperaturen	P 235 GH P 265 GH	17177	H I H II		
Rohre für den Stahlbau	10210 nahtlose Rohre	S 235 JRH S 275 J2H S 355 J2H	17120	St 37-2 St 44-3N St 52-3N	Grade B Grade X 42 Grade X 52	A 53 A 106
	10219 geschweißte Rohre	S 235 JRH S 275 J2H S 355 J2H	17120/17123/17125	St 37-2 St 44-3 St 52-3	Grade B Grade X 42 Grade X 52	A 53 A 106
Rohre für Rohrleitungen für brennbare Medien	10208-1/12007-3	L 235 GA L 245 GA L 290 GA L 360 GA	2470 Teil1/1626	St 37.0 St 52.0	Grade B Grade B Grade X 42 Grade X 52	A 53 A 106 A 106
	10208-2/1594	L 245 NB L 290 NB L 360 NB L 415 NB	2470 Teil2/17172 <i>normalisierend gewalzt</i>	SIE 290-7 SIE 360-7 SIE 415-7 <i>normalisierend gewalzt</i>	Grade B Grade X 42 Grade X 52 Grade X 60	A 106 A 106
		L 245 MB L 290 MB L 360 MB L 415 MB L 485 MB L 555 MB	2470 Teil2/17172 <i>thermomechanisch gewalzt</i>	SIE 290-7 TM SIE 360-7 TM SIE 415-7 TM SIE 480-7 TM <i>thermomechanisch gewalzt</i>	Grade B Grade X 42 Grade X 52 Grade X 60 Grade X 70 Grade X 80	A 106 A 106

Amerikaner benutzen in der Regel für ihre Rohre die Norm des American Petroleum Institutes, kurz API. Der Vergleich verschiedener nationaler Normen zeigt, dass sich die Stähle bezüglich Legierung und Streckfestigkeit ähneln [173], vgl. Tabelle 4.16. Bedingt durch differierende Wärmebehandlungen, Herstellungsarten und leichte Abweichungen bei den Legierungen gibt es allerdings auch Unterschiede.

Tabelle 4.16: Chemische Zusammensetzung und mechanische Kennwerte geschweißter Rohre nach ISO 3183 [Gew.-%] [173]

	C max.	Mn max.	P max.	S max.	V max.	Nb max.	Ti max.	$\frac{R_{t0,5}}{MPa}$	$\frac{R_m}{MPa}$
Grade A/ L210	0,22	0,90	0,030	0,030	-	-	-	210	335
Grade B/ L245	0,26	1,20	0,030	0,030	zusammen $\leq 0,06^*$ zusammen $\leq 0,15$		-	245	415
X42/ L290	0,26	1,30	0,030	0,030	zusammen $\leq 0,15$			290	415
X46/ L320	0,26	1,40	0,030	0,030	zusammen $\leq 0,15$			320	435
X52/ L360	0,26	1,40	0,030	0,030	zusammen $\leq 0,15$			360	460
X56/ L390	0,26	1,40	0,030	0,030	zusammen $\leq 0,15$			390	490
X60/ L415	0,26	1,40	0,030	0,030	zusammen $\leq 0,15^*$			415	520
X65/ L450	0,26	1,45	0,030	0,030	zusammen $\leq 0,15^*$			450	535
X70/ L485	0,26	1,65	0,030	0,030	zusammen $\leq 0,15^*$			485	570

*Abweichung nach Vereinbarung möglich

Neben den oben gelisteten Stählen besteht auch die Möglichkeit, bestimmte, rostfreie Stähle zu verwenden. Ein Stahl wird rostfrei, wenn er über mindestens 10 – 13 Gew.-% Chrom verfügt [100]. Wie in Kapitel 3 bereits erläutert wurde, reduziert Cr die Diffusion und damit die Menge an Wasserstoff, die ins Metallgitter eindringen kann. Es muss allerdings beachtet werden, dass nicht jeder rostfreie Stahl geeignet ist, weil die Gefügestruktur entscheidend ist. Einen Vergleich des Bruchlastspiels zeigt Tabelle 4.17. Die Versuche wurden bei einer Frequenz von 0,5 Hz und einer Bruchdehnung von 1,6% in einer Luft- und einer Wasserstoffatmosphäre bei 350 bar durchgeführt. Austenite erreichen je nach Legierung und anschließender Wärmebehandlung unter beiden Atmosphären einen vergleichbaren Wert. Dazu gehören vor allem Stähle der 300er Serie, und hier insbesondere die 316er Reihe. Diese Serie wird von verschiedenen Quellen als guter Werkstoff für den Wasserstofftransport gesehen [59, 100, 166, 174, 175, 244]. Diese Stähle gelten allgemein als unempfindlich gegenüber Wasserstoffversprödung, wobei es aber auch Einschränkungen geben soll, die allerdings von [176] nicht näher erläutert werden. Grundsätzlich führt ein steigender Cr-Gehalt zu einer abnehmenden Schweißfähigkeit und zunehmenden Rissanfälligkeit. Dadurch werden Schweißnaht und Wärmeeinflusszone anfälliger gegenüber Wasserstoffversprödung. Konsequenterweise ist ein Vorheizen und eine Nachwärmebehandlung der Schweißnaht in der Regel erforderlich [100]. Ob und wie dies beim Verschweißen von Rohren im Feld umzusetzen ist, muss geprüft werden, weil ein Normalglühen mehrere Stunden dauert und Temperaturen von 250°C erfordert [54]. Des Weiteren gibt es auch keinen zwingenden Bedarf, korrosionsbeständige Rohre zu verwenden, weil von Wasserstoff in dieser Hinsicht keine Gefährdung ausgeht und ein Korrosionsschutz von außen, um einen Schutz vor Umwelteinflüssen

zu gewährleisten, aufgetragen wird und als Stand der Technik gilt [166, 176, 177, 178]. Der Einsatz von rostfreiem Stahl stellt in diesem Punkt damit keinen wesentlichen Vorteil dar. Plattierter oder ausgekleideter Stahl wird von [166] für Pipelines als vernünftiger Kompromiss zwischen Kosten und Zuverlässigkeit gesehen. Als Beispiel wird ein Raketenteststand in Rocketdyne Division of Rockwell International angeführt. Dieser wurde 1976 mit gasförmigem Wasserstoff bei 1000 bar versorgt. Der Speicherbehälter wurde mit rostfreiem Stahl ausgekleidet. Als Material wurde 21 Cr-6 Ni-9 Mn Stahl verwendet, dessen Verwendung anscheinend über die Betriebslaufzeit keine Schwierigkeiten bereitet hat. Weitere Einzelheiten sind [166] allerdings nicht zu entnehmen.

Tabelle 4.17: Vergleich der Bruchlastspielzahlen korrosionsbeständiger Stähle unter Luft- und Wasserstoffatmosphäre [178]

Struktur	Chemische Zusammensetzung	Festigkeit [MPa]	N_{Luft}	N_{H_2}
Austenit, ausscheidungsgehärtet	C0,08Cr11Ni21Ti2BAI	890	3100	2300
Austenit	C0,00Cr19Ni23Nb2Ti	220	1850	1850
Austenit	C0,06Cr14Mn20Ni10MoN	510	3200	1800
Austenit, ausscheidungsgehärtet	C0,04Cr12Ni36Ti3Al	820	2730	1373
Austenit	C0,06Cr12Mn20Ni5N	420	2600	1300
Austenit, ausscheidungsgehärtet	C0,04Cr11Ni43Mo2Ti (TT3)	770	1592	1095
Austenit	C0,08Cr18Ni10Ti	320	1800	600
Martensit	C0,03Cr11Ni8Co4Mo2V	1070	1700	380
Ferrit	C0,08Cr17Ti	360	800	70
Martensit (Maraging-Stahl)	C0,02Cr11Ni11TiMo	930	1300	70
Martensit (Maraging-Stahl)	C0,2Cr14Ni3Mo2W	790	1000	30
Austenit, ausscheidungsgehärtet	C0,04Cr11Ni43Mo2Ti (TT1)	820	2563	1736
Austenit, ausscheidungsgehärtet	C0,04Cr11Ni43Mo2Ti (TT2)	505	2757	2686

Für Rohrleitungssysteme muss geklärt werden, wie sich der Wasserstoff auf den Verlust an Materialfestigkeit, die Bruchzähigkeit, die erhöhte Ermüdungsrisswachstumsrate, die Ermüdung bei niedrigen Lastspielzahlen, unterkritische und fortgesetzte Belastungsriss, die Anfälligkeit für Spannungsrisskorrosion und wasserstoffinduzierte Risse in Schweißnähten und Verbindungen auswirkt [218]. Die Langzeitstabilität ist in jedem Fall das entscheidende, offiziell geforderte Kriterium. So schreibt die Rohrfernleitungsverordnung, dass „Rohrfernleitungsanlagen [...] gegen betriebsmäßig auftretende Über- und Unterdrücke sowie gegen die von innen und außen einwirkenden Belastungen und Einflüsse widerstandsfähig sein und dicht bleiben“ müssen [179]. Für den Fall, dass ein Versagen nicht ausgeschlossen werden kann, muss eine Lebensdauerabschätzung durchgeführt werden. Grundlage hierfür sind im Wesentlichen die Leitungsdaten, die Fehlerinformation und die Betriebsbelastungen [179]. Im Falle von Wasserstoff ist davon auszugehen, dass in Zukunft von Seiten der Behörden eine Lebensdauerabschätzung gefordert wird, um nachzuweisen, dass die Pipelines sicher betrieben werden können. Bezogen auf den Sicherheitsbeiwert wird in der Regel ein Wert von $S = 1,6$ gegen die Streckgrenze angesetzt und gegen die Zugfestigkeit ein Wert von mindestens 2,0. Eine Berechnung der Lebensdauer bzw. eine Auslegung kann laut Fernleitungsverordnung [179] mit den AD2000-Merkblättern vorgenommen werden [180]. So schreiben die AD2000-Merkblätter S2 für Sonderfälle genau die gleiche standardisierte Lebensdauerberechnung vor und veranschlagen pauschal einen Korrekturfaktor von 10 in Bezug auf die zulässige Lastspielzahl N_{zul} bei Wasserstoffbetrieb [180]. Bei Rohren und Rohrlei-

tungsteilen, die nicht aus Stahl bestehen, muss die Eignung nachgewiesen werden [179], wobei die Rohrfernleitungsverordnung offen lässt, wie dies genau auszusehen hat. Bezogen auf die Umhüllung der Rohre und Schweißzusatzwerkstoffe wird von der Rohrfernleitungsverordnung [179] auf die einschlägigen Normen verwiesen, die hier nicht weiter behandelt werden.

DIN EN 10208 kann als Ausgangspunkt für weitere Überlegungen verwendet werden. Für Erdöl oder Erdgas ist die Norm unzulässig. International wird in diesen Fällen verbindlich auf ISO 3183 [173] zurückgegriffen [181]. Diese ist zwar wesentlich umfangreicher, bietet allerdings auch keine konkreten Anhaltspunkte zur Auslegung von Wasserstoffpipelines. Für den Bau von Pipelines in Deutschland sollte daher so weit wie möglich auf DIN EN 10208 zurückgegriffen werden. Ein Pipelinesystem wird wahrscheinlich weltweit ähnlich vom Aufbau her sein, weshalb es durchaus sinnvoll ist, auch ISO 3183 in die Überlegungen einzubeziehen.

4.3.2 Betriebseinfluss

Bei Rohren muss neben der absoluten Belastung, also in der Regel dem Innendruck des Rohrs, auch die Schwankungsbreite berücksichtigt werden. So kann ein Rohrleitungssystem bei hohem Rohrleitungsdruck, z.B. 100 bar, aber geringen Schwankungen von wenigen bar, durchaus ohne Risswachstum und damit langfristig stabil betrieben werden. Air Liquide nutzt in Frankreich seit den frühen 1980er Jahren ein Pipelinenetz zum Transport von hochreinem Wasserstoff, etwa 99,995%, bei ca. 100 bar, ohne jemals über Betriebsschwierigkeiten berichtet zu haben [182]. Gaslieferanten wie Linde oder Air Liquide führen stets an, dass es bereits bestehende Wasserstoffpipelines gibt, die sehr zuverlässig arbeiten und während des Betriebs keine Schwierigkeiten verursachen. So ist z.B. das Pipelinenetz im Ruhrgebiet, das mittlerweile ebenfalls Air Liquide gehört und vormals Teil der Chemischen Werke Hüls war, in Teilen bereits seit den 1930er Jahren in Betrieb. Im Allgemeinen wird der Druck in den Pipelines möglichst konstant gehalten, um so einen sicheren Betrieb gewährleisten zu können [174, 183]. Der Nenndruck des Pipelinenetzes im Ruhrgebiet liegt bei 25 bis 30 bar und es werden nur kleinere Abweichungen von wenigen bar akzeptiert, die auch nicht sprunghaft, sondern innerhalb von mehreren Stunden auftreten. Dies wird von Air Liquide auf die Art der Nachfrage zurückgeführt, die keine größeren Schwankungen toleriert [97, 184]. In diesem Netz gibt es neben permanenten Ein- und Ausspeisern auch Teilnehmer, die je nach Produktion ein- oder ausspeisen möchten. Dieses System ist daher auf eine gewisse Dynamik angewiesen. Dieser Wechsel dauert allerdings mehrere Stunden, um zu vermeiden, dass der Druck ein gewisses Level über- bzw. unterschreitet. Praktisch alle Wasserstoffpipelines werden heutzutage bei nahezu konstantem Druck betrieben [100], weshalb die potenzielle Rissbildung durch Wasserstoffversprödung allein auf statisch-mechanische Kräfte zurückgeführt werden muss. Zyklische Belastung, welche Ermüdungsrissoausbreitung durch Wasserstoffversprödung fördert, ist in heutigen Transmissionspipelines kein Thema [100], was sicher auch zu einem erheblichen Teil daran liegt, dass die Pipelines sicherheitstechnisch teilweise sehr hoch dimensioniert sind. So werden Sicherheitsfaktoren zwischen zwei und fünf bis über 90 realisiert [185]. Diese Überdimensionierung ist für zukünftige Systeme kostengünstig kaum zu realisieren, was in Kapitel 5 genauer erläutert wird.

Periodische Belastung gilt generell als versprödungsfördernd [47]. Es gibt in der Literatur allerdings nur wenige Angaben, ab wann mit Risswachstum zu rechnen ist. So schreibt z.B. [186], dass bei einem Betriebsdruck von 20 bar die K-Schwelle, vgl. Kapitel 3, für zyklisches

Risswachstum wahrscheinlich im Bereich von 15 bis 20 $\text{MPa}\sqrt{\text{m}}$ liegt. Andere Autoren schreiben, dass bereits bei 4 $\text{MPa}\sqrt{\text{m}}$ das Risswachstum in einer Wasserstoffatmosphäre doppelt so groß ist wie bei Stickstoff [87]. Bei 10 $\text{MPa}\sqrt{\text{m}}$ steigt das Risswachstum um den Faktor 10 und bei 20 $\text{MPa}\sqrt{\text{m}}$ sogar um den Faktor 150 [87]. Diese Tatsache wird auch von anderen Autoren bestätigt [53, 187, 188]. Ergebnisse der Berechnungen für unterkritisches Risswachstum in Gegenwart von Wasserstoff in einem Cr-Mo-legierten Behälterstahl sind in Abbildung 4.14 dargestellt [47]. Diese Stahllegierung ist allerdings nicht üblich in Pipelines, so dass die Ergebnisse nur qualitativ, aber nicht quantitativ zu übertragen sind.

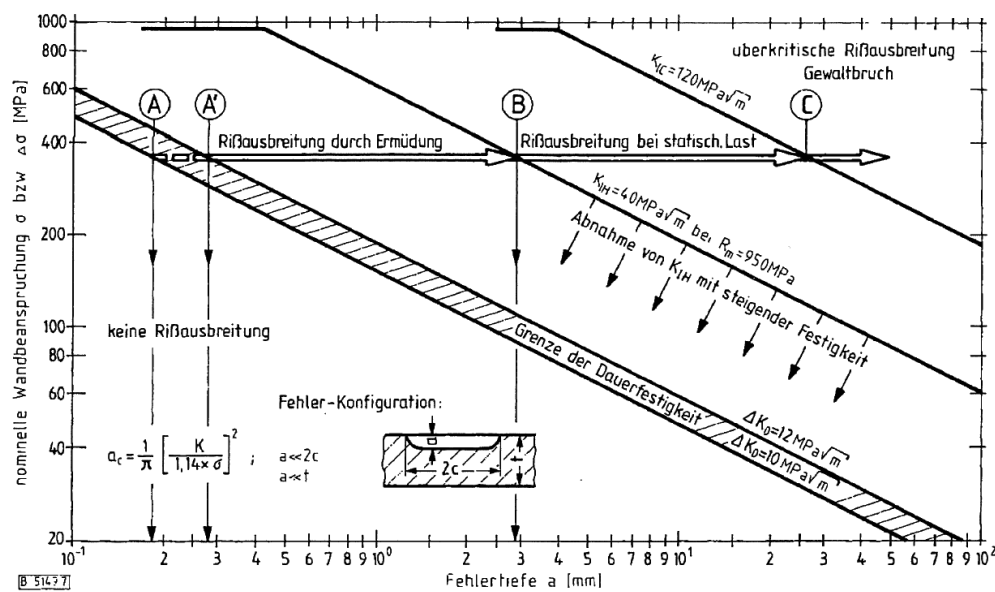


Abbildung 4.14: Bedingungen für unterkritisches Risswachstum eines Cr-Mo-legierten Behälterstahls in Gegenwart von Wasserstoff [47]

Abbildung 4.14 gibt verschiedene Grenzen an, bei denen sich unterschiedlich schnell Risse bilden können. Es ist also mit Hilfe dieses Diagramms möglich, in Abhängigkeit der Ristiefe, der nominellen Wandbeanspruchung und des Spannungsintensitätsfaktors vier verschiedene Bereiche zu unterscheiden. Bis zu einem Spannungsintensitätsfaktor von 10 bis 12 $\text{MPa}\sqrt{\text{m}}$ tritt demnach kein Risswachstum ein, was sich in etwa mit [186] deckt. Der den Punkt B charakterisierende K_{IH} -Wert wird als weiterer Schwellenwert des Systems angegeben, bei dessen Überschreiten Wasserstoffrisse auch ohne Wechselbeanspruchung, d.h. schon bei statischer Belastung, weiterwachsen. Dieser Wert hängt stark von der Zugfestigkeit des eingesetzten Materials ab. Wenn sie zunimmt, rückt K_{IH} immer näher an die Dauerfestigkeitsgrenze und fällt bei sehr hochfesten Stählen ($R_m > 1100 \text{ MPa}$) praktisch mit dieser zusammen. Je höher die Festigkeit des Behältermaterials ist, umso stärker wird der Fehlerbereich eingeschränkt, in dem nur Ermüdungsrisse existieren, weil schon sehr viel kleinere Fehler ausreichen, um bereits bei statischer Beanspruchung wasserstoffinduzierte Risse weiterwachsen zu lassen [47]. In all den Fällen, in denen Wasserstoffbehälter nicht periodisch beansprucht

werden, ist nicht die Dauerfestigkeit, sondern der K_{IH} -Wert für die Sicherheit des Behälters entscheidend. Lagerbehälter, die nur hin und wieder befüllt werden, können daher mit einem hohen Maß an Sicherheit betrieben werden. Bei gleicher Beanspruchungshöhe können sehr viel größere Oberflächenfehler zugelassen werden, wenn Ermüdungsvorgänge aufgrund des Betriebs ausgeschlossen sind [47]. Dies dürfte einen wichtigen Grund dafür darstellen, dass heutige Wasserstoffpipelinesysteme im Allgemeinen bei möglichst konstantem Druck betrieben werden und es bisher auch nicht zu katastrophalem Versagen gekommen ist.

In Bezug auf einen sicheren Betrieb wurden folgende Konsequenzen gezogen [47]:

- Sicherheit besteht nur, solange sich noch kein wachstumsfähiger Riss gebildet hat.
- Für periodisch beanspruchte Behälter, bei denen Ermüdungsprozesse möglich sind, ist diese Bedingung erfüllt, wenn die Spannungsintensität vorhandener Fehler unter dem die Dauerfestigkeit charakterisierenden Grenzwert ΔK_0 liegt.
- Bei überwiegend statisch beanspruchten Behältern ist die Betriebssicherheit gewährleistet, solange unterkritisches Wasserstoffrisswachstum ausgeschlossen ist. In diesem Fall ist also der K_{IH} -Wert der entscheidende Grenzwert, der im Allgemeinen sehr viel größere Fehler zulässt, aber im Gegensatz zur Dauerfestigkeitsgrenze mit zunehmender Festigkeit des Behältermaterials sehr schnell abnimmt.
- Die Qualität der Innenoberflächen hat eine zentrale Bedeutung, wobei sich die Größe der maximal zulässigen Fehler nach der jeweiligen Betriebsweise und den mechanischen Eigenschaften des verwendeten Materials richtet und durch geeignete Prüfverfahren kontrolliert werden muss.

Wenn diese Bedingungen erfüllt sind, können auch Wasserstoffbehälter ohne besonderes Risiko sicher betrieben werden.

Es gibt zwei Möglichkeiten Wasserstoffpipelines zu betreiben. Die erste ist der „quasi-statische“ und die zweite der „dynamische“ Betrieb. Im ersten Fall wird eine Belastungsgrenze in Abhängigkeit des Grundmaterials ermittelt, bei der kein Risswachstum einsetzt. Dazu werden sowohl das Material als auch die Wandstärke vorgegeben. Je nach Material und Dimensionierung kann so ein Belastungszustand berechnet werden, bei dem kein sicherheitsrelevantes Risswachstum einsetzt. Alternativ kann ein bestimmter, gewünschter Betriebszustand vorgegeben werden. Dies wird als „dynamischer“ Betrieb bezeichnet. Rohrmaterial und Dimensionierung müssen nun so gewählt werden, dass kein Risswachstum einsetzt. Beide Herangehensweisen müssen sicherstellen, dass keine negativen Auswirkungen durch Wasserstoffversprödung entstehen können.

Die Unterteilung ergibt für Materialien, die durch Wasserstoff nicht verspröden können, wie z.B. Polymere, natürlich keinen Sinn. Es kann allerdings auch sein, dass die beiden Herangehensweisen sich im angestrebten Bereich decken. Dies ist dann der Fall, wenn Material und Dimensionierung die gewünschte Dynamik zulassen, also nicht mit kritischem Risswachstum gerechnet werden muss.

Die Anforderungen an ein zukünftiges Pipelinesystem werden maßgeblich von den Anforderungen der Tankstellen definiert. Künftige Tankstellen werden mit einem unterstellten Lieferdruck von 30 bar aufwärts arbeiten und diesen dann entsprechend weiter auf den Enddruck erhöhen. Sofern dieser Druck nahezu konstant angefordert würde, könnten heutige Rohrmaterialien, z.B. L360 NB, verwendet werden. Anhand der Erfahrungswerte der Gaslieferanten

lässt sich ableiten, dass ein derartiges System, unter Berücksichtigung der hohen Sicherheitsfaktoren, sicher wäre. Es gibt in diesem Zusammenhang keine exakten Vorgaben, sondern nur Empfehlungen, wie z.B. in den AD2000-Merkblättern. Diese Empfehlungen in Bezug auf Wasserstoff resultieren aus praktischen Erfahrungen in Kombination mit Vermutungen und sind damit ungenau. Diverse Forschungsvorhaben des Oak Ridge National Laboratory, Savannah River National Laboratory und der Sandia National Laboratories untersuchen daher, welche Toleranzen heute übliche Rohrleitungssysteme gegenüber Druckänderungen in einer Wasserstoffatmosphäre haben und versuchen, die Grenze experimentell nachzuweisen [189]. Weiterführende Informationen wurden in diesem Zusammenhang bisher allerdings noch nicht veröffentlicht. Grundsätzlich muss der Betrieb über die gesamte Laufzeit sicher sein. Das heißt allerdings nicht, dass Rissentstehung oder Risswachstum unterbunden werden müssen, solange über die angestrebte Laufzeit keine sicherheitsrelevanten Schäden resultieren können. Denkbar wäre es, eine Grenze festzulegen, bei der über die Laufzeit keine Schäden resultieren und daher von Dauerfestigkeit gesprochen werden kann. Dies ist in vielen Bereichen des Maschinen- und Anlagenbaus üblich.

Grundsätzlich ist es möglich, Tankstellen mit heutigen Rohrleitungssystemen zu versorgen, ohne dass in diesem Bereich größere Forschungs- und Entwicklungsvorhaben zu erwarten sind. Dies setzt allerdings eine vernachlässigbare dynamische Belastung voraus. Da sowohl angebots- als auch nachfrageseitig teilweise erhebliche Schwankungen zu erwarten sind, muss das Pipelinesystem in diesem Fall eine andere Möglichkeit finden, die Dynamik auszugleichen. Ein Ansatz dafür sind Speicher an den Hubs und den Tankstellen selbst, die entsprechend groß dimensioniert sein müssen. Diese Speicher würden zwar vor einer ähnlichen Materialherausforderung stehen, könnten aber im Gegensatz zu Pipelines wesentlich einfacher ersetzt werden. Ein Vergleich der Vor- und Nachteile kann Tabelle 4.18 entnommen werden.

Tabelle 4.18: Vor- und Nachteile eines quasi-statischen Betriebs

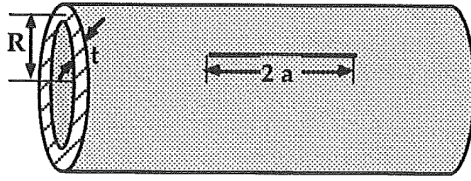
Vorteile	Nachteile
Bestehende Rohrleitungsarten können genutzt werden	Keine Speicherfunktion der Pipeline
Keine aufwändige Entwicklung von neuen Materialien	
Kostengünstige Materialien	
Lange Historie mit guten Erfahrungswerten	

Ein dynamischer Betrieb hat den Vorteil der so genannten Leitungsatmung, bei der die Pipeline die Bandbreite verschiedener Druckniveaus, hier 30 bis 100 bar, nutzt. Dies ist jedoch nur in dem Umfang möglich, wie die zwischen Einspeisedruck und zulässigem Mindestdruck liegende Druckspanne nicht zum Transport der Mengen genutzt wird, d.h. größer ist als der durch den Transport entstehende Druckabfall [38]. Durch einen dynamischen Betrieb, also beliebig häufige und große Schwankungen im Bereich von 30 bis 100 bar, wird das Rohrmaterial erheblich belastet und ist damit anfälliger für Wasserstoffversprödung. Wenn dies zu einem Sicherheitsrisiko führt, müssen geeignete Maßnahmen getroffen werden. Die Vor- und Nachteile eines dynamisch-betriebenen Systems sind in Tabelle 4.19 zusammengefasst.

Tabelle 4.19: Vor- und Nachteile eines dynamischen Betriebs

Vorteile	Nachteile
Schnelle Reaktionszeit des Systems	Wenig bis keine Erfahrungswerte
Pipeline kann als Speicher genutzt werden	Hohe Anforderungen an Materialien und damit erheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf
Geringere Anforderungen an die Peripherie bezüglich Schwankungsausgleich	

Sofern ein zukünftiges Pipelinesystem unter ähnlichen Bedingungen, d.h. quasi-statisch, betrieben würde, wie dies in heutigen Wasserstofftransportsystemen üblich ist, ließe es sich bereits mit der heutigen Technik bauen und sicher betreiben. Um die Forderungen an ein künftiges, dynamisch betriebenes Pipelinesystem zu erfüllen, muss allerdings eindeutig geklärt werden, ob heutige Systeme dann versprödungsgefährdet wären. Falls dies der Fall sein sollte, kann es erforderlich sein, neue Rohrmaterialien zu verwenden bzw. zu entwickeln. Der Begriff „quasi-statisch“ bedeutet nicht, dass überhaupt keine Druckabweichungen toleriert werden, sondern nur, dass die regelmäßigen Druckschwankungen ein bestimmtes Niveau nicht überschreiten. Sofern also sichergestellt ist, dass die Schwelle ΔK_0 durch den absoluten Druck und die Amplitude der Schwankungen nicht überschritten wird, kann mit einem langzeitstabilen Betrieb gerechnet werden.



Gültig für $R \gg t$.

$$K_I = \sigma_h \sqrt{\pi a} \sqrt{1 + 0,52\chi + 1,29\chi^2 - 0,074\chi^3}$$

$$\sigma_h = \frac{pR}{t}$$

$$\chi = \frac{a}{\sqrt{Rt}}$$

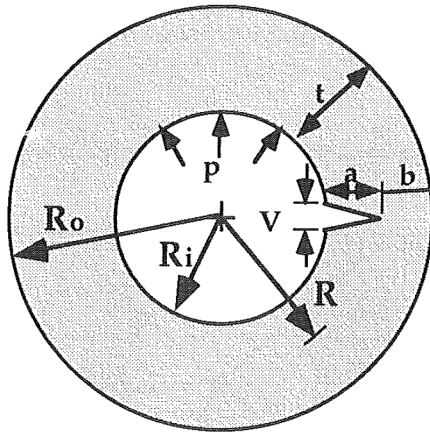
Gültig für $5 \leq R/t \leq 20$ und $a/t \leq 0,750$.

$$K_I = \frac{2pR_0^2}{R_0^2 - R_i^2} \sqrt{\pi a} F\left(\frac{a}{t}, \frac{R_i}{t}\right)$$

$$F = 1,1 + A \left[4,951 \left(\frac{a}{t}\right)^2 + 1,092 \left(\frac{a}{t}\right)^4 \right]$$

$$A = \left(0,125 \frac{R_i}{t} - 0,25 \right)^{1/4} \quad \text{für } 5 \leq R_i/t \leq 10$$

$$A = \left(0,2 \frac{R_i}{t} - 1,0 \right)^{1/4}$$



Gültig für $5 \leq R/t \leq 20$, $2c/a \leq 12$ und $a/t \leq 0,8$. K_I am tiefsten Punkt.

$$K_I = \frac{pR}{t} \sqrt{\frac{\pi a}{Q}} F\left(\frac{a}{t}, \frac{a}{2c}, \frac{R}{t}\right)$$

$$F = 1,12 + 0,053\xi + 0,0055\xi^2$$

$$+ (1 + 0,02\xi + 0,0191\xi^2) \frac{\left(20 - \frac{R}{t}\right)^2}{1400}$$

$$\xi = \frac{a}{t} \left(\frac{a}{2c} \right); \quad Q = 1 + 1,464 \left(\frac{a}{c} \right)^{1,65}$$

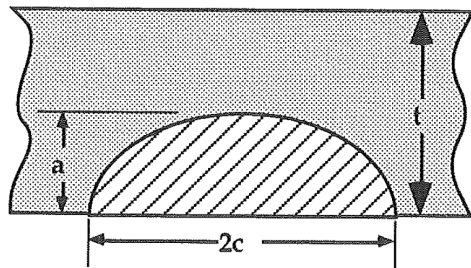


Abbildung 4.15: Spannungsintensitätsfaktoren für axiale Risse in Zylindern [79]

Die Frage, wo diese Schwelle liegt und ob sie überschritten wird, ist daher von Bedeutung, um die Langzeitstabilität des Systems sicherzustellen. Für eine erste Einschätzung ist es zunächst erforderlich den Spannungsintensitätsfaktor, gemäß Abbildung 4.15, zu berechnen, um feststellen zu können, ob mit Risswachstum gerechnet werden muss oder nicht. Die gelegentlichen, größeren Druckschwankungen, die z.B. beim Reinigen und Kontrollieren der Pipeline auftreten, können zwar das Risswachstum fördern, stellen aber keine größere Bedrohung für die Langzeitstabilität dar. Die Anzahl dieser Lastwechsel, ca. ein bis max. zwei Mal pro Jahr, ist praktisch zu vernachlässigen.

4.3.3 Vermeidung der Wasserstoffversprödung

Bei der Herstellung gibt es bereits heute Möglichkeiten, wie z.B. das Effusionsglühen bzw. Wasserstoffarmglühen, um eine potenzielle Versprödungsgefahr zu verringern [54]. Hierbei kann allerdings nur diffusionsfähiger Wasserstoff aus dem Material entfernt werden. In tiefen Traps gefangener Wasserstoff kann hierdurch nicht beseitigt werden [190], weshalb die Gefahr der Versprödung insgesamt nur unzureichend reduziert wird.

Für den Fall, dass ein konventionelles System unter den gegebenen Bedingungen nicht sicher betrieben werden kann, weil ein Versagen durch Wasserstoffversprödung nicht auszuschließen ist, kann auf verschiedene Maßnahmen zurückgegriffen werden. Generell bieten sich fünf Möglichkeiten an, um die Gefahr der Wasserstoffversprödung zu vermeiden oder zumindest zu reduzieren:

1. Verwenden von nicht-versprödungsgefährdeten Materialien
2. Rohr-in-Rohr-Technik
3. Überdimensionierung des Rohrs
4. Beschichten
5. Inhibitoren

Zu 1.: Dieser Punkt ist intuitiv ersichtlich. Wird als Rohrmaterial z.B. ein Polymer verwendet, so besteht nicht die Gefahr einer Wasserstoffversprödung und das Rohr kann als sicher angesehen werden. Als Materialien kommen in diesem Fall z.B. HDPE und PA in Frage. Sie sind kommerziell erhältlich und verfügen für Polymere auch über eine äußerst geringe Wasserstoffpermeabilität, vgl. Kapitel 3. Ein Polymerrohr mit einem Nenndruck von bis zu 100 bar würde bei einer angenommenen Festigkeit von etwa 30 MPa für HDPE [191], bei einem Sicherheitsfaktor von 1,6 und einem Rohrdurchmesser von einem Meter eine Wandstärke von fast 30 cm zur Folge haben²⁶. Dies ist unrealistisch. Die Berechnung kann damit auch nicht mehr nach der Kesselformel gemäß DIN 2413 erfolgen, weil es sich nicht mehr um ein dünnwandiges Rohr handelt²⁷. Des Weiteren sind die Kosten für HDPE und PA hoch. So kostet HDPE (mittelfließend) ca. 2 €/kg und PA11 (verstärkt) ca. 10 €/kg [192]. Die Dichte von HDPE liegt bei ca. 960 kg/m³ und die von PA bei ca. 1130 kg/m³. Schließlich ist auch die Lebensdauer noch nicht abschließend geklärt. Die Schätzungen gehen hier weit auseinander. Nachgewiesen sind etwa 50 Jahre für PE-Leitungen. Die meisten Experten rechnen mit 70 bis 80 Jahren und bis zu 100 Jahre erscheinen vorstellbar, wofür der Beweis allerdings noch aussteht [193]. Es ist damit sehr unwahrscheinlich, dass Transmissionsrohre aus Polymeren bestehen werden. Allerdings lässt sich daraus noch kein Schluss auf das Distributionsnetz ziehen, weil hier vollkommen andere Voraussetzungen vorliegen. Polymerrohre werden heute allerdings fast ausschließlich bei relativ niedrigen Druckniveaus von wenigen bar betrieben, weshalb diese Option in dieser Arbeit nicht weiter verfolgt wird.

Ein alternativer Werkstoff wäre Aluminium, das je nach Legierung nicht wasserstoffversprödungsgefährdet ist, aber mit 90 MPa bei reinem Aluminium [194] ebenfalls eine wesentlich niedrigere Zugfestigkeit aufweist und darüber hinaus erheblich teurer ist als Stahl, vgl.

²⁶ $\delta = \frac{p \cdot d \cdot S}{2 \cdot \sigma} = 10 \text{ MPa} \cdot 1 \text{ m} \cdot 1,6 / 30 \text{ MPa} = 26,67 \text{ cm}.$

²⁷ Ein Rohr kann dann näherungsweise als dünnwandig betrachtet werden, wenn das Verhältnis von Außen- zu Innendurchmesser höchstens 1,2 beträgt.

Tabelle 4.20. Aluminium der Legierung 6061, die auch für Typ III Wasserstofftanks für Brennstoffzellenfahrzeuge verwendet wird, ist nicht wasserstoffversprödungsgefährdet. Dies gilt auch für die Aluminiumlegierung 7075, sofern der Wasserstoff trocken ist [73, 195].

Der Börsenpreis für Aluminium lag 2011 bei etwa 2000 €/Tonne [196] und ist damit etwa zwei – drei Mal höher als für Stahl, siehe Tabelle 4.20. Neben Aluminium sind natürlich auch Materialien wie Gold oder andere Edelmetalle theoretisch denkbar, kommen aber aus Kostengründen nicht in Frage. Weitere eingesetzte, wasserstoffresistente Materialien sind Austenite, Kupfer und Kupferlegierungen bis zu 400°C, Nickel bis zu 250°C, Monel bis zu 250°C, Inconell bis zu 540°C und diverse Kunststoffe. Zu letzteren gehören neben den bereits erwähnten PA und HDPE, Poly(vinyl)Chlorid und Polyethylen bis ca. 60°C, Polychloropren und Polyisobutylen bis ca. 100°C und Polytetrafluoroethylen bis ca. 250°C [53]. Nickel ist allerdings je nach Legierung, ähnlich wie Aluminium, als Werkstoff für Hochdruckwasserstoff nicht geeignet [100]. Dies gilt auch für ferritische Stähle, die für Hochtemperatur-Wasserstoff verwendet werden. Bei Temperaturen über 200°C besteht die Gefahr der Entkohlung, die u.a. durch den Zusatz von Karbiden reduziert wird, die das Gefüge stabilisieren. Ein derartiger Stahl ist gegen Wasserstoffversprödung bei höheren Temperaturen zwar sicher, aber bei Umgebungstemperatur erhöht sich durch die Karbid-Zusätze die Gefahr der Versprödung sogar noch.

Tabelle 4.20: Kosten verschiedener Basismaterialien

Material	Preis [€/kg]	Quelle
HDPE	2	192
PA	10	192
Stahl	0,75	197
Aluminium	2	196
Nickel	20	196
Zink	2	196
Zinn	20	196
Gold	40.000	196

Zu 2.: Die Rohr-in-Rohr-Technik, meist Cladding genannt, verknüpft die Vorteile der Materialien miteinander. So kann die Stabilität durch das Basisrohr und der Versprödungsschutz durch ein inneres Rohr gewährleistet werden. Es ist z.B. denkbar, ein dünnes Aluminiumrohr in ein Standardrohr für Rohrleitungen einzupassen. Dazu kann z.B. das Walzplattieren verwendet werden. Das Verfahren ist vielversprechend und es gibt bereits Firmen, die es kommerziell anbieten. Allerdings ist fraglich, ob es sich großtechnisch umsetzen lässt, um kostengünstig zu sein, und langzeitstabil ist. Ein Riss im inneren Rohr könnte z.B. zu einer Schädigung des Rohrstahls führen und damit die Versprödungsgefahr durch Rissbildung und -wachstum evtl. sogar noch verschärfen. Weil zwei separate Rohre hergestellt und in einem weiteren Prozess miteinander verbunden werden müssen, ist diese Schutzmöglichkeit relativ teuer. Außerdem muss das Verfahren erweitert und verbessert werden, um auch die Ringschweißnähte schützen zu können. Dazu könnten z.B. Schutzschweißnähte verwendet werden. Grundsätzlich ist diese Technik aber etabliert und wird auch kommerziell angeboten.

Zu 3.: Wie dem Abschnitt 3.3 und Abbildung 4.15 entnommen werden kann, hängt die Sicherheit u.a. von der Wandstärke des Rohrs ab. Eine größere Wandstärke senkt den Spannungsintensitätsfaktor, so dass ab einem bestimmten Wert nicht mehr mit Risswachstum gerechnet werden muss. Darüber hinaus führt eine erhöhte Wandstärke dazu, dass über die

Laufzeit insgesamt ein höheres Risswachstum akzeptiert werden kann. In einem Stahlrohr mit einem Meter Durchmesser, einem Nenndruck von 100 bar und einem Sicherheitsfaktor von 2 ergibt sich eine Wandstärke von ca. 2,7 cm. Bei einer angenommen Risstiefe von 0,5 mm und einer Risslänge von 5 mm, was dem Minimum der konventionell nachweisbaren Risse entspricht [83], ergibt sich bei einer Schwankung von 30 bis 100 bar nach Abbildung 4.15 ein Spannungsintensitätsfaktor von gut $5 \text{ MPa}\sqrt{\text{m}}$. Unter diesen Annahmen kann also sogar bei einem dynamischen Betrieb u.U. davon ausgegangen werden, dass kein Risswachstum einsetzt, weil die vermutete Schwelle zwischen $4 \text{ MPa}\sqrt{\text{m}}$ [87] und 15 bis $20 \text{ MPa}\sqrt{\text{m}}$ [47] liegt. Es muss in der Praxis geprüft werden, ab wann im konkreten Fall mit Risswachstum zu rechnen ist, das die Langzeitstabilität gefährdet.

Zu 4.: Beschichtungen stellen ein klassisches Mittel dar, um Basismetalle vor bestimmten Angriffen zu schützen. Unterschieden wird dabei zwischen mechanischen und chemischen Angriffen. Der Beschichtungsstoff wird dann entweder als Panzerung oder als Plattierung bezeichnet. Generell muss eine Beschichtung, die sich für Wasserstoffpipelines eignet, folgenden Anforderungen genügen:

- Dicht, nicht (offen) porös
- Langzeitstabil
- Für große Flächen geeignet/ schnell auftragbar
- Möglichst im Rohr auftragbar, um Schwierigkeiten beim Zusammenschweißen zu verhindern
- Geringe Permeationsrate, d.h. kleiner als die des Basismaterials, weil sonst nur ein verzögerter Effekt erzeugt würde
- Kostengünstiges Material
- Möglichst wenige Modifikationen zu konventionellen Verfahren

Eine Beschichtung, die diesen Anforderungen genügt, kann verhindern, dass sich Wasserstoff an den Rissspitzen ansetzt und damit die Versprödung fördert. Tabelle 4.21 führt dazu diverse Beschichtungsverfahren auf, die auf ihre Eignung hin geprüft werden sollten.

Aluminium und Zink eignen sich als Beschichtungsmaterialien besonders, weil sie eine kleinere Permeabilität als Eisen haben und darüber hinaus, je nach Legierung, auch wasserstoffversprödungsresistent sind. Weitere Permeationsbarrieren, die durch ihre geringere Durchlässigkeit evtl. auch genutzt werden könnten, sind: Al_2O_3 , TiC, TiN, W, BN, Ni, Mo, Sn, TiO_2 , Cr und Cr_2O_3 [59]. Der Faktor der Permeationsreduktion schwankt in Laborversuchen je nach Material und Schichtdicke zwischen 10 und 10.000 [59]. Eine Al/ Al_2O_3 -Schicht erreicht mit etwa 10.000 den größten Faktor und scheint auch kommerziell interessant zu sein. Die Schichtdicke des Oxids ist dabei recht gering, etwa $1 - 2 \mu\text{m}$ [59]. Einige Autoren [198] schlagen in diesem Zusammenhang auch eine Zink-Nickel-Beschichtung vor, weil diese über eine höhere Korrosionsresistenz und bessere mechanische Eigenschaften verfügt. Ob das allerdings einen realen Mehrwert darstellt, ist fraglich. Die Schichtdicke darf in jedem Fall nicht zu klein sein, weil sonst der Schutzeffekt nicht ausreicht. DIN EN ISO 1461 gibt an, wie groß die Mindestschichtdicke in Abhängigkeit der Wandstärke sein muss. Die Schichtdicke schwankt zwischen 35 und $70 \mu\text{m}$ [199]. Bei Schmelztauchüberzügen kommen z.B. GALVA-

LUME® und Zink in Frage. GALVALUME® ist eine Mischung aus Aluminium, Zink und Silizium [215]. Für hohe Auftragsraten am Band eignen sich im Moment allerdings nur Wandstärken von 2 – 4 mm [200]. Bei Werkstücken mit einer größeren Wandstärke muss eine Stückbeschichtung vorgenommen werden.

Tabelle 4.21: Auflistung diverser Beschichtungsverfahren

Verfahren	Materialauswahl	Schichtdicke	Bemerkung	Ref.
Physikalische Gasphasenabscheidung (PVD)	TiN, TiC, Al ₂ O ₃ , ZrO ₂ , etc.	bis 250 µm üblich (mehr möglich)	Teurer Vakuumprozess (bis 10 ⁻⁶ Pa) oder ungleichmäßige Schichtdickenverteilung	201 202 203
Chemische Gasphasenabscheidung (CVD)	TiN, TiC, TiCN, etc.	30 nm – 4 µm	Sehr dünne, dichte Schicht, ohne Risse; u.U. sind nur ca. 95% der Oberfläche bedeckt	69 204 205 206
Chemische (stromlose) Abscheidung	NiB, NiP, etc.	≤ 10 µm	Sehr gleichmäßige Schichtdickenverteilung	202
Galvanisieren (Trommel-, Gestell-, Band-, Tampon-, Glocken-)	Cr, Cu, Zn etc.	≤ 0,5 mm	Gefahr der Wasserstoffversprödung in wässriger Lösung; Großes Einsatzgebiet, weil auch komplexe Geometrien möglich sind	71 190 201 205 186 207
Thermisches Spritzen	Große Werkstoffvielfalt; insb. Stähle, Al, Cu, Sn, Pb, Ni, Zn, Mo	0,01 – 0,5 mm	Restporosität (ca. 18%); Großes Teilchenspektrum zw. 2 und 200 µm; Großer Einsatzbereich	201 208 209 210 211
Auftragsschweißen	Übliche Schweißwerkstoffe, WC, Cr ₃ C ₂ -Ni, CrNiMn-Austenite, CrNi-Stähle, etc.	0,1 – 8 mm	Grundwerkstoff wird u.U. negativ beeinflusst; Inertgas einsetzbar; Für Nachbearbeitung geeignet; Niedrige Auftragsraten, üblicher Drahtdurchmesser: 0,8 – 1,2 mm; (Ausnahme: Bandelektroden: bis 180 mm)	201 212
Auftragslöten	Übliche Lötwerkstoffe	0,05 – 3 mm	Offene Poren, Anteil: < 1% (Braze Coat); Für Reparaturen geeignet	201 213
Sol-Gel	Nichtmetallische, anorganische Materialien, z.B. Alkoxide oder Halogenide	40 – 60 µm	SiO ₂ -Beschichtung möglich; Nano-porös	214
Schmelztauchüberzüge	Metallische und nichtmetallische Überzüge, insb. Zn-, Al-Legierungen	10 – 100 µm	Dichte Schichten; Gute Schichtüberzüge in Bezug auf Wasserstoff; Hohe Auftragsraten (ca. 54 t/h am Band)	215

Je nach Betrieb stellt sich ein mehr oder weniger großer Abtrag ein. Exemplarisch kann dazu Tabelle 4.22 herangezogen werden, in welcher der durchschnittliche Abtrag von Zink in Abhängigkeit des umgebenden Mediums wiedergegeben wird. Welche Mindestdicke der Beschichtung erforderlich ist, muss noch geklärt werden. Des Weiteren muss darauf geachtet werden, dass der Beschichtungsprozess nicht das genaue Gegenteil bewirkt und die Wasserstoffversprödung fördert. So besteht beim Beizen und einer elektrolytischen, kathodischen Behandlung, z.B. Entfettung oder Metallabscheidung, in wässrigen Elektrolyten immer die Gefahr der Wasserstoffaufnahme [92]. Da die Oberfläche allerdings durch diese Prozesse

aktiviert wird, ist der Hersteller dazu gezwungen, sie weitgehend beizubehalten. Die Vorbehandlungen sind daher so vorzunehmen, dass vom Bauteil möglichst wenig Wasserstoff aufgenommen wird, weshalb folgende Parameter einzuhalten sind [92]:

- Keine kathodische Entfettung
- Beizen mit geeigneten Inhibitoren
- Möglichst kurze Beizdauer

Die Forderungen sind kritisch, weil z.B. eine kurze Beizdauer sich bei wärmebehandelten Bauteilen nur erreichen lässt, wenn z.B. die Wärmebehandlung unter Schutzgas bzw. im Vakuum erfolgt und die Teile vorher frei von organischen Rückständen und/oder Korrosionsprodukten sind. Deshalb sind gegebenenfalls mechanische Reinigungsverfahren wie Strahlen oder Gleitstreifen vorzuschalten. Die maximal einzusetzende Beizdauer muss untersucht und definiert werden, um im späteren Herstellungsprozess ein Überschreiten der Beizdauer auszuschließen.

Tabelle 4.22: Durchschnittlicher Zink-Abtrag in Abhängigkeit der Umgebung [215]

Korrosivitäts-kategorie	Typische Umgebung		Korrosions-belastung	Durchschnittlicher Zink-Abtrag
	Innen	Außen		
C1	Geheizte Gebäude mit neutralen Atmosphären, z.B. Büros, Läden, Schulen, Hotels		Unbedeutend	<0,1 µm/a
C2	Ungeheizte Gebäude, in denen Kondensation auftreten kann, z.B. Lager, Sport-hallen	Atmosphären mit geringer Verunreinigung; Meistens ländliche Bereiche	gering	0,1 – 0,7 µm/a
C3	Produktionsräume mit hoher Feuchte und etwas Luftreinigung, z.B. Anlagen zur Lebensmittelherstellung, Wäschereien, Brauereien, Molkereien	Stadt- und Industriatmosphäre, mäßige Verunreinigung durch Schwefeldioxid; Küstenbereich mit geringer Salzbelastung	Mäßig	0,7 – 2,1 µm/a
C4	Chemieanlagen, Schwimmbäder, Bootsschuppen über Meerwasser	Industrielle Bereiche und Küstenbereiche mit mäßiger Salzbelastung	Stark	2,1 – 4,2 µm/a
C5-1	Gebäude oder Bereiche mit nahezu ständiger Kondensation und mit starker Verunreinigung	Industrielle Bereiche mit hoher Feuchte und aggressiver Atmosphäre	Sehr stark (Industrie)	4,2 – 8,4 µm/a
C5-M	Gebäude oder Bereiche mit nahezu ständiger Kondensation und mit starker Verunreinigung	Küsten- und Offshore Bereiche mit hoher Salzbelastung	Sehr stark (Meer)	>4,2 – 8,4 µm/a

Zu 5.: Neben der Modifizierung des Rohres kann auch die Zusammensetzung des Gases geändert werden. Dies kann durch das Zumischen von kleinen Mengen an anderen Gasen geschehen. Es wird dabei zwischen Inhibitoren und Promotoren unterschieden. Inhibitoren, wie z.B. Sauerstoff [91], reduzieren die Gefahr der Wasserstoffversprödung, weil sie sich schneller als Wasserstoff an das Metall anlagern und daher eine Reaktion des Wasserstoffs mit dem Metall verhindern. Die Unreinheiten werden dabei bevorzugt auf den Materialoberflächen adsorbiert, wodurch die Wasserstoffaufnahme an den Rissspitzen reduziert wird. Der Effekt kann bei Sauerstoff schon bei niedrigen Konzentrationen, z.B. 0,6 Vol.-% [216], und

auch bei einem hohen Wasserstoffdruck beobachtet werden [85]. Andere Inhibitoren neben O_2 sind z.B. SO_2 , CO , CS_2 und NO [53, 65, 84, 85]. Inhibitoren können die Wasserstoffversprödung abmildern, wobei sich ihr Effekt auf Schäden durch Ermüdungslasten beschränkt²⁸. Die statische Last wird nicht reduziert [168]. Dies ist allerdings nicht von Bedeutung, weil die angestrebten Betriebsbedingungen eine Wasserstoffversprödung unter statischer Last äußerst unwahrscheinlich erscheinen lassen, vgl. Abschnitt 4.3.2. Das Gegenstück zu den Inhibitoren bilden die Promotoren, wie z.B. Schwefelwasserstoff, Zyanide, Selen, Tellur, Phosphor und Arsen, die die Wasserstoffversprödung noch verstärken [21, 217]. Da Wasserstoff in sehr hoher Reinheit von den Brennstoffzellenfahrzeugen gefordert wird, vgl. Tabelle 4.2, muss durch die Zugabe von Inhibitoren wahrscheinlich eine Nachreinigung vorgenommen werden. Die benötigte Menge und Art des Inhibitors ist nicht bekannt und muss genauer erforscht werden. Tabelle 4.23 fasst die Möglichkeiten zusammen eine dynamisch betriebene Pipeline vor Wasserstoffversprödung zu schützen.

Tabelle 4.23: Möglichkeiten eine Pipeline vor Wasserstoffversprödung zu schützen

Schutzart	Vorteil	Nachteil
Versprödungssichere Materialien	Sicher	Teuer
Rohr-in-Rohr	Kombination der Vorteile von Basismaterial und Inliner	Relativ teuer; Großtechnische Umsetzung ungeklärt
Überdimensionierung	Einfach	Eingeschränkte Lebensdauer oder teuer
Beschichten	Gezielter Schutz; Wenig Material	Herstellungsprozess ungeklärt
Inhibitoren	Keine Modifikation der Pipeline notwendig	Nachreinigung des Wasserstoffs erforderlich; Unklare Grenzen

4.3.4 Stand der Technik

Vom Verband Gas produzierender Unternehmen [100] werden für aktuell betriebene Wasserstoffpipelines Vorgaben gemacht. Diese werden in dieser Arbeit als Maßstab verwendet:

- Gasförmiger Wasserstoff
- Temperaturbereich von -40°C bis 175°C
- Druckbereich von 10 bis 210 bar
- Reiner Wasserstoff (abhängig von Verwendungsmöglichkeit)

Heute existieren bereits mehrere Pipelinesysteme, die zum Transport von Wasserstoff verwendet werden. In den USA konzentriert sich die Wasserstoffproduktion z.B. auf die Raffineriezentren entlang der Golfküste, des so genannten Farm Belts. Diese Gegenden haben Zugang zu Erdgas, mit dem über die Dampfreformierung der überwiegende Teil des Wasserstoffs in den USA bereitgestellt wird [218]. Die Angaben über die Länge des bestehenden Wasserstofftransmissionsnetzes variieren. In den USA liegt die Länge zwischen 700 und 1300 km, während sie in Europa bei 1100 bis 1800 km liegt [219, 220]. Die Unterschiede sind durch verschiedene Kriterien begründet. Einige Analysten setzten einen gewissen Mindestdurchmesser voraus, während andere nur Pipelines zählen, die vom Produzenten zum Kunden laufen. Bei letzterem werden z.B. Rohre innerhalb einer Anlage nicht mitgezählt. Das

²⁸ Von [84] wird allerdings angemerkt, dass die inhibierende Wirkung von O_2 auf Ermüdungsrisse bei zyklisch beanspruchten Proben keinen Einfluss mehr hat.

längste Wasserstoffnetz in Europa gehört Air Liquide. Es verläuft von Nordfrankreich bis Belgien und ist über 400 km lang [218]. Auch wenn die bestehenden Wasserstoffpipelines recht groß wirken, sind sie im Vergleich zum Erdgasnetz doch verschwindend klein. Allein das amerikanische Erdgastransportnetz hat eine Länge von fast 300.000 km [218]. Die Idee, dieses Netz zum Transport von Wasserstoff zu verwenden, drängt sich natürlich auf. Es ist allgemein anerkannt, dass es möglich ist, bis zu 20% Wasserstoff zum Erdgas hinzuzumischen, ohne Modifikationen am Rohrsystem vornehmen zu müssen [221]. E.ON Ruhrgas hat für sein Netz sogar eine Verträglichkeit von 60% Wasserstoffanteil untersucht und keine Schäden festgestellt [222]. Das Netz mit reinem Wasserstoff zu betreiben, ist aber aus den bereits genannten Gründen kritisch, weil neben der potenziellen Versprödung einiger Stähle auch Dichtungsprobleme etc. auftreten können [218].

Insbesondere der ältere Teil der Wasserstoffpipelines ist historisch gewachsen und wurde früher zum Transport anderer Fluide, wie Schweröl, Ethylen oder Stadtgas genutzt. Letzteres hat einen Wasserstoffanteil von über 50% [158]. Die meisten Pipelines sind nicht von Anfang an auf den Transport von Wasserstoff ausgelegt worden. Es gab und gibt keinen allgemeingültigen, verbindlichen Standard für den Bau von Wasserstoffpipelines. Daher ist es nicht möglich, Konstruktionsdetails definitiv zu bestimmen [218]. Trotzdem haben sich für Wasserstoffpipelines in erster Linie API Stähle der Sorte 5L X42, X52 und X60 bzw. ihre gleichwertigen europäischen Pendants etabliert, vgl. Tabelle 4.24 und Tabelle 4.25.

Tabelle 4.24: Wasserstoffpipelines in Nordamerika

Ort	Länge [km]	Durchmesser [mm]	In Betrieb seit	Betriebsdruck [bar]	Material	Betreiber	Quelle
Texas, Louisiana, Kalifornien, etc.	560	150 – 305	1970	*	**	Air Products	[174]
Westliche Golf-Küste der USA	367	203 – 254	1970	*	**	Air Products	[174]
Louisiana		150/203/305	1983	*	**	Air Products	[174]
Los Angeles	19	150/254/305	1982	*	**	Air Products	[174]
USA	395		Ende 1980er	48	X60	Air Liquide	[223]
USA Corpus Christi (TX)	105	203	1940 bis 1950 / 1998	24	Grade B	Air Liquide (seit 1998)	[223]
USA Freeport to Texas City	55	36	1979 / 1996	51	X60	Air Liquide	[223]
Houston (TX)	35	203,2	1974-75	-	API 5L X-52	BP	[224]
Houston (TX)	-	305	2005 (?)	22 – 24	API 5L X42 und X52	BP	[224]
Los Alamos	6,5	250	1966	-	5 Cr-Mo-Stahl	-	[166]
* Air Products gibt für seine Pipelines eine Druckspanne von 24 – 131 bar an. ** Stahlrohre, die mehrheitlich bis max. 30% der Dehngrenze betrieben werden.							

Tabelle 4.24 zeigt Leitungen in Nordamerika und Tabelle 4.25 Rohre im Rest der Welt. Es handelt sich oft um Verbundnetze, weshalb eine scharfe Abgrenzung meist nicht möglich ist und daher teilweise Redundanzen vorkommen.

Tabelle 4.25: Beispiele für weltweite Wasserstoffpipeline (ohne Nordamerika)

Ort	Länge [km]	Durchmesser [mm]	In Betrieb seit	Betriebsdruck [bar]	Material	Betreiber	Quelle
Rotterdam, Brasilien, Thailand, Indonesien, Südafrika	160			*	**	Air Products	174
Deutschland (Rhein-Ruhr-Gebiet)	240	100 – 300	1938 (erweitert 1982)	17 – 22	X42	Air Liquide	177, 223, 225
Frankreich, Belgien,	1040	100	Anfang 1980er	97	X52	Air Liquide	177, 182, 223
Deutschland (Leuna)	100			20 – 25; 50	L290	Linde	226

* Air Products gibt für seine Pipelines eine Druckspanne von 24 – 131 bar an.

** Stahlrohre, die mehrheitlich bis max. 30% der Dehngrenze betrieben werden.

In der Vergangenheit wurden Kohlenstoffstähle, rostfreie Stähle, Grauguss, Eisenguss und Nickelstähle verwendet. Guss- und Nickelstähle werden von [219] aber nicht mehr als angemessen angesehen. Wie bereits erwähnt, werden austenitische, rostfreie Stähle, Aluminium/-legierungen, Kupfer/-legierungen und Titan/-legierungen als verwendbar für die meisten Wasserstoffdienste angesehen [218]. Bei den Austeniten ist allerdings zu beachten, dass sie stabil sein müssen, d.h. dass keine martensitische Phase im Material vorhanden sein darf [101, 227].

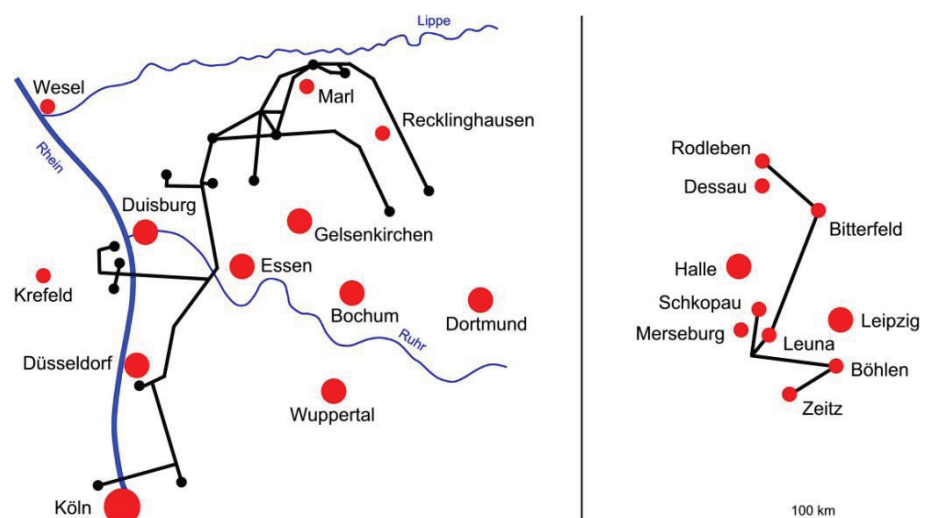


Abbildung 4.16: Verlauf bereits existierender Wasserstoffpipelines in Deutschland nach [228, 229]

Abbildung 4.16 zeigt den Verlauf der beiden deutschen Pipelinenetze. Links ist das etwa 240 km lange Netz von Air Liquide im Ruhrgebiet und rechts das etwa 100 km lange Netz von Linde bei Leuna aufgezeigt. Es werden nur selten Mengenangaben zu den realen Durchsätzen gemacht, was u.U. daran liegt, dass die Auslastung oftmals nur bei einem Viertel der maximalen Kapazität liegt [38]. Der in diesen Pipelines transportierte Wasserstoff wird zum größten Teil für petrochemische Anwendungen verwendet. So ist z.B. das gesamte Wasserstoffnetz am Golf von Mexiko aus der Ölindustrie heraus entstanden. Allerdings zeigt das Beispiel in Freeport, dass Pipelines bereits zur Versorgung von Brennstoffzellen in Betracht gezogen und im frühen Stadium getestet werden. Das Rohrsystem gehört Air Liquide, während die Brennstoffzellen von GM geliefert werden. Der Roh-Wasserstoff wird von Dow Chemical bezogen und in einer Druckwechseladsorption gereinigt, so dass z.B. weniger als 1ppm CO im Wasserstoff enthalten ist und der Taupunkt auf -150°C abgesenkt wird. Anschließend wird der Wasserstoff mit einem geschmierten Kolbenverdichter auf etwa 50 bar komprimiert und dann in einer mehrstufigen Flügelzellen-Filtration nachgereinigt. Der Rohrdurchmesser beträgt ein Zoll [223].

Seit den frühen 1990er Jahren werden auch mikrolegierte Stähle, z.B. bei API 5L X52, für Rohrleitungen verwendet, um Wasserstoff bei über 70 bar zu transportieren. Es wird kein API 5L Stahl als „mikrolegiert“ im Standard gelistet, sondern er muss individuell auf die Bedürfnisse des Kunden zugeschnitten werden [100]. Mikrolegierte Stähle entstehen durch kleine, d.h. 0,05 – 0,15 Gew.-%, Zugabe von bestimmten Legierungselementen, um verbesserte Eigenschaften bezüglich Zugfestigkeit, Zähigkeit, Schweißbarkeit und Formgebung zu erhalten. So liegt die Festigkeit bei ca. 500 bis 750 MPa. Als Legierungselemente kommen reaktive Metalle, seltene Erden, Bor und Schwefel in Frage. Am häufigsten werden Vanadium, Niob und Titan verwendet [176]. Ein Hauptvorteil der mikrolegierten Stähle ist, dass niedrige Kohlenstoffäquivalente erreicht werden können und die Legierungen damit widerstandsfähiger gegenüber Schweißrissen sind [100].

Insgesamt sind nur sehr wenige Daten verfügbar, die den Effekt von Hochdruckwasserstoff bezüglich der mechanischen Eigenschaften und der Wasserstoffversprödung von Pipelinestählen beschreiben [230]. Von verschiedenen Seiten wurden daher aus Erfahrungen und Vermutungen heraus Empfehlungen erarbeitet, mit denen Wasserstoff möglichst sicher in einem Pipelinebetrieb transportiert werden kann, vgl. Tabelle 4.26.

Von den Betreibern wird angegeben, dass es keine Betriebsschwierigkeiten mit den Pipelines gegeben hat und gibt. Allerdings muss festgehalten werden, dass es in der Vergangenheit durchaus zu Komplikationen gekommen ist. So wurde z.B. von Air Products eine Pipeline für flüssige Produkte aus den 1940er Jahren für den Wasserstoffbetrieb umgerüstet. Die Experten machten sich allerdings Sorgen bezüglich der Materialzusammensetzung und des Herstellungsprozesses [174]. Es wurden deshalb ausgedehnte Untersuchungen durchgeführt, bei denen u.a. bestimmte Pipelinesegmente entfernt wurden, um diese im Labor untersuchen zu können [174]. Dabei stellte sich heraus, dass es erforderlich war, den zulässigen Druck zu reduzieren, weshalb dieser in den Stationen gesenkt wurde [174]. Des Weiteren musste bei der Umstellung auch den Sicherheitsventilen eine größere Aufmerksamkeit gewidmet werden, z.B. durch die Installation von neuen Ventilen [174]. BP stellte z.B. eine Rohrleitung, die sie zuvor übernommen hatten, von Ethylen auf Wasserstoff um. Dadurch wurden die geschmierten Ventile teilweise ausgetrocknet, sodass der Wasserstoff entweichen konnte. Um eine mögliche Selbstentzündung zu verhindern, werden die Ventile nun alle

sechs Monate überprüft [224]. Das übliche Intervall liegt bei siebeneinhalb Monaten [224]. Diese Herausforderung gilt mittlerweile als gelöst [223].

Tabelle 4.26: Empfehlungen zur Herstellung und zum Betrieb von Wasserstoffpipelines

Empfehlung	Bemerkung	Quelle
Weniger festes, möglichst zähes Basismaterial	Weniger empfindlich in Bezug auf Schäden durch Dritte	92, 231
Maximale Härte von 22 HRC bzw. 250 HB	Entspricht Zugfestigkeit von ca. 800 MPa; Für akzeptable Härte sollten niedrig-feste Stähle (<500 MPa) verwendet werden; Spezielles Schweißen oder thermische Vor- und/oder Nachbehandlung können andere Ansätze sein	100
Schweißnähte sollten ebenfalls Härte von 22 HRC bzw. 250 HB haben	Geschweißte Zonen sind oft härter und damit anfälliger für Wasserstoffversprödung als Grundmaterial; Gefährdungsausmaß ist abhängig von Materialquerschnitt, Kernhärte sowie von Dicke und Härte der hochfesten Randschicht	92, 100
Legierungen in kritischen Zonen sollten hohe Zähigkeit haben und relativ unempfindlich gegenüber Schweißen sein	Folgen des Schweißens können z.B. Härtzonen, Mikrorisse und Haarrisse sein	100
Legierungen mit homogener feinkörniger Mikrostruktur		100
Verwenden von Stählen mit erhöhter Reinheit; Vermeiden von nicht-metallischen Einschlüssen	Nicht-metallische Einschlüsse reduzieren Festigkeit und Versprödungswiderstand und sind Quelle für Rissentstehung und Brüche	100, 186, 232, 233
Komponenten frei von erheblichen Oberflächen- und internen Defekten	Innere Oberfläche sollte frei von Defekten wie Kratzern, Kerben, Kohlenstoffablagerungen und Korrosion sein	100
Normalglühen von hoch belasteten Rohren	Stellt eine feinkörnige homogene Mikrostruktur sicher	100
Feine Korngröße, große Anzahl von kleinen Winkelgrenzen, feine Partikelverteilung, Reduzierung der kluftartigen Perlitstruktur	Mikrostrukturelle Eigenschaften verbessern die Wasserstoffverträglichkeit in ferritischen Legierungen, inkl. Baustahl	186, 234
Vermeiden von verbundenen Strukturen, in denen Perlit und Ferrit in abwechselnden Schichten auftauchen und wo die Abscheidung von Mangan vorkommt	Risse/Bruchstellen folgen der Zone, in der die Mn-Konzentration besonders hoch ist, was im Perlit-Streifen der Fall ist	170, 186
Einige Nickellegierungen sind anfällig für Wasserstoffversprödung	Nickellegierung nicht verwenden, sofern nicht verifiziert wurde, dass diese Legierung verwendet werden kann	100, 101
Kupfer- und Kupferlegierungen werden als akzeptabel angesehen		100
Berücksichtigen von Konstruktion und Herstellung	Bereits bei der Konstruktion muss darauf geachtet werden, dass Bauteile so dimensioniert werden, dass keine kritischen, örtlichen Spannungsspitzen, wie unzulässig scharfe Kerben, Stanzkanten, Grate, Bohrungen in Radien, Biegeradien usw., entstehen können	92
Reduktion der Last auf ein bestimmtes Maximum	Wenn die obigen Bedingungen nicht erfüllt werden können oder Zweifel bestehen, sollte das Rohr bei reduziertem Druck betrieben werden, z.B. max. 30% der minimalen Dehngrenze	
Kugelstrahlen der inneren Oberfläche	Druckspannungen werden geschaffen, durch die die Widerstandsfähigkeit erhöht wird	90, 98

4.3.5 Leitungskosten

Die Leitungskosten werden durch zwei Faktoren bestimmt. Das sind zum einen die Kapital- und zum anderen die Betriebskosten. Letztere setzen sich aus Wartung, Instandhaltung und Überwachung sowie den Stromkosten für den Kompressor zusammen. Die Kapitalkosten für die Pipeline und die Stromkosten sind korreliert. Kleine Pipelines sind von den Investitionskosten her günstiger, führen aber bei gleichem Durchsatz zu höheren Druckverlusten, als eine größere Pipeline, die dafür teurer in der Anschaffung ist, vgl. Abbildung 4.17.

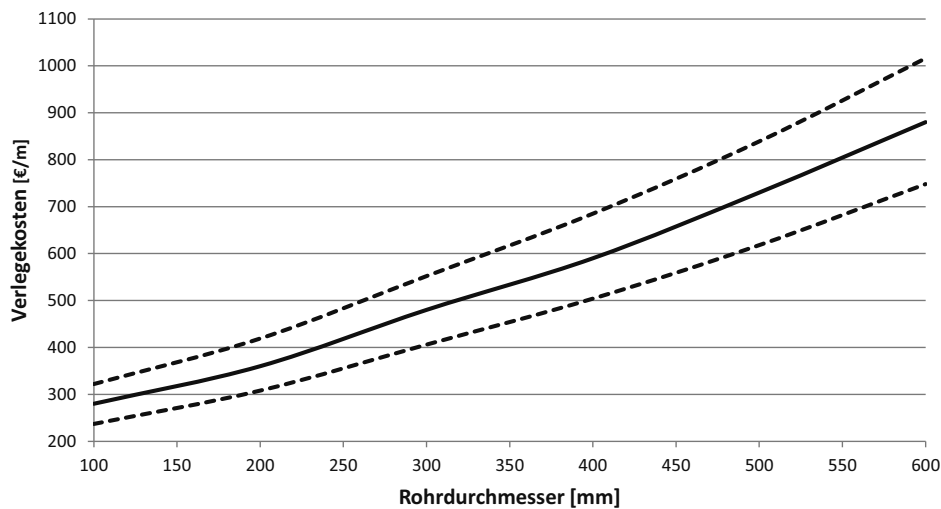


Abbildung 4.17: Verlegekosten für Wasserstoffrohrleitungen bei mittlerem Druck [235].

Die Kosten aus Abbildung 4.17 sind Abschätzungen für Mitteldruckpipelinesysteme, d.h. bei bis zu 30 bar. Am grundsätzlichen Aufbau ändert sich bei steigendem Innendruck wenig, so dass die Verlegekosten sich für Hochdruckwasserstoffsyste, also bis zu 100 bar, um ca. 20 – 25% erhöhen [235]. Die Wandstärke δ wird vom Innendruck p allerdings stark beeinflusst. Über die Kesselformel kann für dünnwandige Rohre die Wandstärke berechnet werden. Es gilt:

Formel 46
$$\delta = \frac{p \cdot d \cdot S}{2 \cdot \sigma_{zul}}$$

Die Wandstärke δ ist linear vom Innendruck p dem Durchmesser d und dem Sicherheitsfaktor S abhängig. Die Materialeigenschaft σ_{zul} spiegelt wider, dass eine steigende Festigkeit eines Materials die notwendige Wandstärke reduziert.

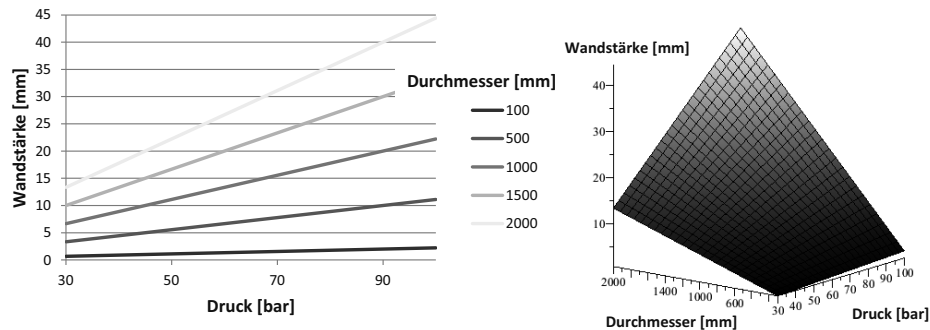
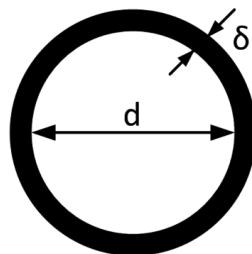


Abbildung 4.18: Wandstärke abhängig von Druck [bar] und Durchmesser [mm]

Für Rohre wird gesetzlich ein Sicherheitsfaktor von 1,6 vorgeschrieben [179]. Als Material wird in heutigen Pipelinesystemen meist L360 oder ein vergleichbares Material verwendet. Die Zugfestigkeit beträgt in diesem Fall 360 MPa. Dieser Wert dient als Maßstab, auch wenn das Material beschichtet wird. Abbildung 4.18 zeigt den Einfluss von Druck und Durchmesser auf die Wandstärke. Die Bedingung der Kesselformel ist stets erfüllt, weil selbst im extremsten, denkbaren Fall, d.h. bei DN2000 und 100 bar, ein Verhältnis von Außen- zu Innendurchmesser von 1,045 vorliegt. Um die Bedingung zu erfüllen, muss das Verhältnis kleiner als 1,2 sein.

Die Materialmenge ist direkt proportional zur Wandstärke, vgl. Abbildung 4.19.



$$A_{\text{Kreisring}} = \frac{\pi * (d + 2 * \delta)^2}{4} - \frac{\pi * d^2}{4}$$

$$\Leftrightarrow A_{\text{Kreisring}} = \frac{\pi}{4} (d^2 + 4 * \delta * d + 4 * \delta^2 - d^2)$$

$$\Leftrightarrow A_{\text{Kreisring}} = \pi * \delta * (\delta + d)$$

Abbildung 4.19: Kreisringfläche abhängig von Innendurchmesser und Wandstärke

Mit steigendem Innendurchmesser und größerer Wandstärke vergrößert sich die Kreisringfläche. Die Materialmenge ergibt sich auch dem Produkt der Kreisringfläche, der Dichte des Materials und der Länge des Rohrsegments. Es gilt:

Formel 47

$$m_{\text{Material}} = \rho_{\text{Material}} * A_{\text{Kreisring}} * L_{\text{Rohrsegment}}$$

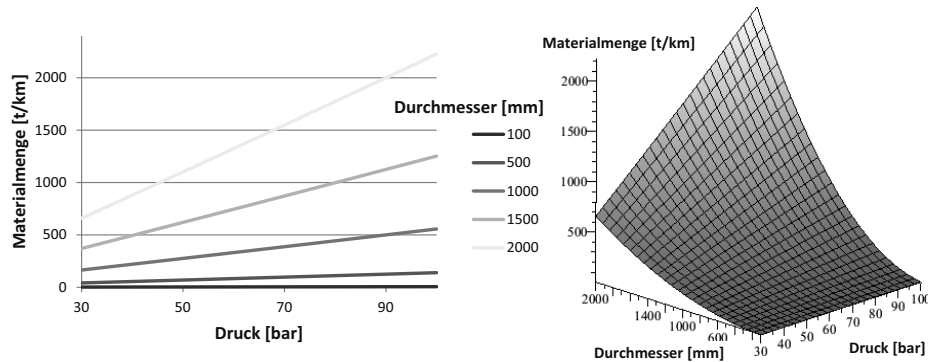


Abbildung 4.20: Materialmenge abhängig von Druck [bar] und Durchmesser [mm]

Die spezifische Materialmenge schwankt erheblich. So liegt die Materialmenge bei DN100 und 30 bar bei knapp 2 Tonnen pro km, weshalb die Materialkosten in den meisten Rohrleitungssystemen als vernachlässigbar angenommen werden [236]. Die Materialmenge bei DN2000 und 100 bar liegt hingegen bei über 2000 Tonnen pro km. Dies liegt daran, dass der Druck linear eingeht und der Durchmesser insgesamt quadratisch.

Die anteiligen Materialkosten liegen im unteren Bereich bei ca. 0,5% der Gesamtkosten. Mit steigendem Durchmesser erhöht sich ihr Anteil. Bei einem Durchmesser von 600 mm beträgt der Anteil knapp 6%.

Abbildung 4.17 zeigt die Kosten von Rohrleitungen im mittleren Druckbereich. Bei höheren Drücken erhöhen sich die Wandstärke, vgl. Abbildung 4.18, und damit auch die Materialkosten. Wird ein Rohrstahlpreis von 850 €/t angesetzt, vgl. [237], so ergeben sich Veränderungen, die in Tabelle 4.27 aufgeführt sind. Zusätzlich müssen noch die erhöhten, mittleren Verlegekosten berücksichtigt werden. Diese werden mit 25% veranschlagt.

Tabelle 4.27: Einfluss des Druckniveaus auf die Endkosten (Werte gerundet)

Durchmesser [mm]	30 bar		100 bar		Veränderung [%]
	Gewicht [kg/m]	Kosten [€/m]	Gewicht [kg/m]	Kosten [€/m]	
100	1,65	280	5,57	350	25
200	6,58	360	22,27	460	28
300	14,8	480	50,1	630	31
400	26,31	590	89,06	790	34
500	41,11	730	139,16	996	36
600	59,20	880	200,39	1220	39

Der Einfluss des Materialpreises nimmt mit steigendem Durchmesser und steigendem Druck zu. Trotzdem ergeben sich bei höheren Drücken keine signifikanten Preisänderungen. Bei einem Durchmesser von 600 mm erhöht sich das Gewicht beim Wechsel von 30 auf 100 bar um mehr als den Faktor 3, während sich der Preis insgesamt pro m nur ca. um 40% erhöht.

Der Einfluss der Materialkosten gewinnt an Bedeutung, wenn die Pipeline vor Wasserstoffversprödung geschützt werden muss, vgl. Abschnitt 4.3.3. In diesem Fall können Wahrscheinlichkeiten für mögliche Materialkosten angenommen werden. Die Wahrscheinlichkeits-

verteilung spannt sich über drei Stützstellen auf und wird in Kapitel 6 für die Simulation der Gesamtkosten verwendet. Konventionelle Rohrstähle kosten minimal ca. 800 €/t. Dies wird als untere Grenze festgelegt. Es muss geprüft werden, ob sie bei den gegebenen Betriebsbedingungen sicher sind. Ist das der Fall, so stellt dies die preiswerteste Alternative dar. Nach dem bisherigen Wissensstand, ist diese Möglichkeit aber als unwahrscheinlich einzustufen. Das Gegenstück dazu bilden die rostfreien, austenitischen Stähle. Sie sind im Betriebsbereich von 30 bis 100 bar langzeitstabil und versprödungssicher, vgl. Abschnitt 4.3.1. Allerdings sind sie durch den Legierungszuschlag, insbesondere für Nickel, sehr viel teurer als konventionelle Stähle. Die Preise für das Basismaterial schwanken zwischen 1250 €/t und 3500 €/t, während die Legierungszuschläge zwischen 1600 und 3800 €/t schwanken (Stand: März 2011) [238]. Die Preise für die Legierungszuschläge werden monatlich neu herausgegeben. Die Preise innerhalb der austenitischen Stähle schwanken damit um mehr als den Faktor 2. Der NIROSTA 4318 scheint durch seine vergleichbare Festigkeit gegenüber dem L360 und seinen Anwendungsgebieten im Schienen- und Straßenfahrzeugbau ein geeigneter Kandidat zu sein [239]. Sein Preis liegt bei ca. 3200 bis 3600 €/t. Ein anderer austenitischer Stahl, der NIROSTA 4439, ist mit ca. 7200 €/t mehr als doppelt so teuer. Weil diese sehr teuren Stähle allerdings nur in herausfordernden Umgebungen, z.B. sauren Medien [240], verwendet werden, werden sie in dieser Arbeit nicht weiter betrachtet. Für einen geeigneten, austenitischen Stahl wird daher im Folgenden von 3600 €/t ausgegangen, um eine obere Preisgrenze festzulegen.

Beschichtete Stähle oder eine Kombination von Basismaterial und Inliner werden in dieser Arbeit mit 1200 €/t bewertet. Die möglichen Schutzmaßnahmen sind allerdings noch nicht abschließend geklärt. Ein mit GALVALUME® beschichteter Stahl kostet zum Vergleich etwa 950 €/t [241]. Wie bereits erwähnt wurde, können heute mit konventionellen Herstellungsprozessen keine Bleche mit mehr als 4 mm Wandstärke hergestellt werden. Das bedeutet, dass ein Teil der möglichen Rohre, vgl. Abbildung 4.18 und Kapitel 6, aktuell für diesen Prozess nicht in Frage kommt. Eine Alternative stellt z.B. das Stückverzinken dar. In diesem Prozess werden ganze Rohrsegmente in einem Tauchbad verzinkt. Dieses Verfahren ist aufwändiger und daher mit höheren Extrakosten von ca. 240 – 300 €/t verbunden [242]. Das Gewicht bezieht sich dabei auf das fertige Produkt und nicht das Ausgangsrohr. Ein Materialpreis von 1200 €/t scheint damit vorsichtig realistisch zu sein. Die zusätzlichen Kosten, die z.B. durch die Ringsschweißnähte auftreten, sind in den erhöhten Verlegekosten enthalten. Von Innen kann die Schweißnaht z.B. durch Auftragsschweißen oder Tampogalvanisieren geschützt werden. Diese Zusatzkosten hat es in diesem Ausmaß zuvor noch nicht geben, weshalb eine genaue Quantifizierung nicht vorgenommen werden kann.

Tabelle 4.28: Vermutete, mittlere Kosten von geeigneten Rohrmaterialien (Werte gerundet)

Ø [mm]	Spez. Gewicht [kg/m]	Unterer Wert			Erwarteter Wert			Oberer Wert		
		Preis [€/m]	Anteil Material [%]	Kosten- basis	Preis [€/m]	Anteil Material [%]	Vgl. zu Basis	Preis [€/m]	Anteil Material [%]	Vgl. zu Basis
100	6	350	1,4	100%	352	2	101%	367	6	105%
200	22	460	3,8	100%	469	5,6	102%	513	15	112%
300	50	630	6,4	100%	650	9,2	103%	770	23	122%
400	90	790	9	100%	826	13,1	105%	1042	31	132%
500	140	996	11	100%	1052	16	106%	1388	36	139%
600	200	1220	13	100%	1300	18,5	107%	1860	39	152%

In Tabelle 4.28 werden die verschiedenen, möglichen Kosten abhängig vom Durchmesser aufgeführt. Das Druckniveau liegt bei 100 bar. Es werden in Bezug auf die Verlegung mittlere Kosten angenommen. Der Preis bewegt sich bei konventionellen Pipelines zwischen 350 und 1220 €/m. Der Materialanteil schwankt zwischen 1,4 und 13% an den Gesamtkosten. Der Materialpreis wird mit 800 €/t beziffert. Diese Kosten werden für ungeschützte Pipelines mit herkömmlichen Rohrstählen und damit als Basisfall angenommen. Sie bilden den unteren Wert. Die erwarteten Kosten beziehen sich auf Pipelines mit Inliner oder Beschichtung. Die Materialkosten betragen in diesem Fall 1200 €/t. Ihr Anteil erhöht sich auf 2 bis 18,5% der Gesamtkosten, die zwischen 352 und 1300 €/m liegen. Die Kosten steigen in diesem Fall nur um bis zu 7% im Vergleich zum Basisfall. Im letzten Fall werden austenitische Stähle verwendet. Der Preis wird mit 3600 €/t veranschlagt. Der Anteil der Materialkosten steigt weiter auf 6 bis 39%. Die Gesamtkosten erhöhen sich auf 367 bis 1860 €/m. Die Kosten können um bis zu 52% über dem Basisfall liegen.

4.3.6 Zusammenfassung und weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf

Wasserstoffversprödung ist vollkommen unerwünscht und kann in katastrophalem Versagen des Bauteils resultieren. Daher werden verschiedene Empfehlungen gegeben, um die potenzielle Gefahr der Wasserstoffversprödung zu reduzieren. Es handelt sich allerdings nur um Tendenzen. Jedes Bauteil muss daher abhängig von Material, Temperatur, Wasserstoffdruck und Belastungszustand genau untersucht werden. ISO 11114-4 beschreibt eine Testmethode, um Materialien auf ihre Wasserstoffresistenz zu prüfen. Folgende Aspekte werden vorgeschlagen, um die Anfälligkeit gegenüber Wasserstoff zu reduzieren [36, 52, 53, 93, 94, 243]:

- Begrenzen der Härte und damit auch des Festigkeitsniveaus auf einen sicheren Wert
- Absenken des Belastungsniveaus
- Niedriges Kohlenstoffäquivalent
- Minimieren der Eigenspannungen, z.B. durch wärmebehandelte Schweißnähte und Normalglühen oder Glühen/Tempern von kaltgeformten Materialien
- Vermeiden und Minimieren von kalter plastischer Verformung bei Herstellung/Verarbeitung wie kaltem Umformen/Biegen oder Formgeben

- Vermeiden von Situationen, die zu lokaler Ermüdung in Komponenten führen können, die für häufige Lastwechsel verwendet werden; Wasserstoff ist bekannt dafür, mögliches Ermüdungsrisswachstum signifikant zu beschleunigen
- Vermeiden von bainitischen und martensitischen Gefügebestandteilen
- Verwenden von austenitischen Stählen

Aus den Experimenten, die mit Luft, Inertgas, z.B. Stickstoff, und Wasserstoff durchgeführt wurden, konnten in Bezug auf Alterung und Ermüdung des Materials folgende Erkenntnisse gewonnen werden [47, 244, 245, 246]:

- Wasserstoff erhöht das Ermüdungsrisswachstum von Kohlenstoffstählen
- Ermüdungsrisswachstum durch Wasserstoff erhöht sich anfänglich etwa um den Faktor 10 im Vergleich zu Luft oder Inertgas
- Größere ΔK -Werte können dazu führen, dass sich das Risswachstum sogar um mehr als den Faktor 10 erhöht, in jedem Fall aber stark schwankt
- Ermüdungsrisswachstum bei Luft und Inertgas ist ähnlich
- Das Verhältnis des Risswachstums zu ΔK bei Wasserstoff wird durch verschiedene Variablen beeinflusst: Von Bedeutung sind insbesondere der Gasdruck, die Ladefrequenz, der Lastwechsel und die Gaszusammensetzung
- Unter zyklischer Belastung werden interkristalline Effekte maßgeblich, die zu einer extrem gefährlichen Versagensart führen
- Ermüdungsrisswachstum ist sowohl im Basismetall als auch in der Schweißnaht und der Wärmeeinflusszone vergleichbar
- Belastungsniveau und Anfangsrisstiefe haben einen wesentlichen Einfluss

Es stellt sich daher die Frage, welche Risswachstumsrate gerade noch zulässig ist, um Langzeitstabilität zu gewährleisten. In diesem Zusammenhang gibt es zwei Möglichkeiten: Auf der einen Seite kann eine Auslegung so vorgenommen werden, dass der oben beschriebene Faktor ΔK_0 nicht überschritten wird und deshalb nicht mit Risswachstum zu rechnen ist. Auf der anderen Seite kann auch eine definierte Lebensdauer vorgegeben werden, in deren Rahmen Risswachstum bis zu einem bestimmten Ausmaß toleriert wird. In jedem Fall muss Bereich III, vgl. Kapitel 3, über die gesamte Laufzeit vermieden werden.

Es ist möglich, Wasserstoff sicher über eine lange Distanz zu transportieren. Als geeignete, d.h. möglichst wasserstoffresistente, Materialien kommen unlegierte Qualitätsstähle in Frage. Da L360 NB in dieser Kategorie die höchste Zugfestigkeit besitzt und ein etablierter Rohrstahl ist, sollte dieses Material für genauere Untersuchungen verwendet werden. Sein amerikanisches Pendant ist der API 5L X52, der bereits heute häufig für Wasserstoffpipelines verwendet wird. In allen oben betrachteten Systemen spielt die Leckage durch Wasserstoffpermeation keine Rolle. Die Leckage liegt max. bei 1 kg Wasserstoff pro km und Jahr. Der aktuelle Verlust im Verbundnetz, inkl. Kompressoren und Dichtungen, liegt im Bereich der Messgenauigkeit und wird im Durchschnitt mit 0,28% - 0,38% des Mengendurchsatzes angegeben [97, 247]. Auch wenn die Grenze des Risswachstums für den konkreten Fall von 30 bis 100 bar noch nicht eindeutig geklärt ist, erscheint mit Hilfe diverser Maßnahmen ein Schutz vor Wasserstoffversprödung möglich zu sein. Unter optimistischen Annahmen, wie einem

relativ kleinen Druckwechsel und geringen Risstiefen, d.h. kleiner als 0,5 mm, scheint es bereits heute möglich zu sein, eine geeignete Wasserstoffpipeline bauen zu können. Selbst bei einem Druckwechsel von 30 auf 100 bar ergibt sich nach Abbildung 4.15 in einem Rohr von 1 m Durchmesser, einem Sicherheitsfaktor von 1,6 und einer Risttiefe von 0,5 mm ein Spannungsintensitätsfaktor von etwas mehr als $6 \text{ MPa}\sqrt{\text{m}}$. Nach den oben genannten Angaben, die zwischen 4 und $12 - 20 \text{ MPa}\sqrt{\text{m}}$ schwanken, scheint es auch von der Bruchmechanik her keine Schwierigkeiten zu geben. [168] merkt allerdings an, dass es unwahrscheinlich ist, dass zukünftige Wasserstoffsysteme wie heutige ohne Weiteres sicher betrieben werden können. Wird die Risttiefe auf 1 mm erhöht, steigt der Spannungsintensitätsfaktor auf etwa $10 \text{ MPa}\sqrt{\text{m}}$. Er käme damit auch der oberen vermuteten Grenze der Dauerfestigkeit relativ nah. Schließlich ist kritisch anzumerken, dass es in der Vergangenheit zum Versagen einer Pipeline gekommen ist. So wurde 1966 in Los Alamos eine Pipeline in Betrieb genommen, welche in den ersten 3,5 Jahren zuverlässig lief, bis sich erste Leckagen und Risse entwickelten. Abschnittsweise setzten sich diese Erscheinungen immer weiter fort, bis die Pipeline 1972 außer Betrieb genommen werden musste. Die späteren Untersuchungen zeigten, dass die meisten Fehler in den Schweißnähten auftraten. Sie wurden einer Kombination aus Schweißnahtdefekten und Wasserstoffspannungsrissen zugeschrieben [166]. Leider sind zu dieser Pipeline nur wenige Informationen erhältlich, so dass ein Vergleich des Materials und des Betriebs mit anderen Pipelinesystemen nicht möglich ist. Dieser Fall zeigt allerdings, dass ein zukünftiges Wasserstoff-Pipelinesystem trotz der grundsätzlich positiven Voraussetzungen nicht ohne weitergehende Untersuchungen gebaut werden sollte.

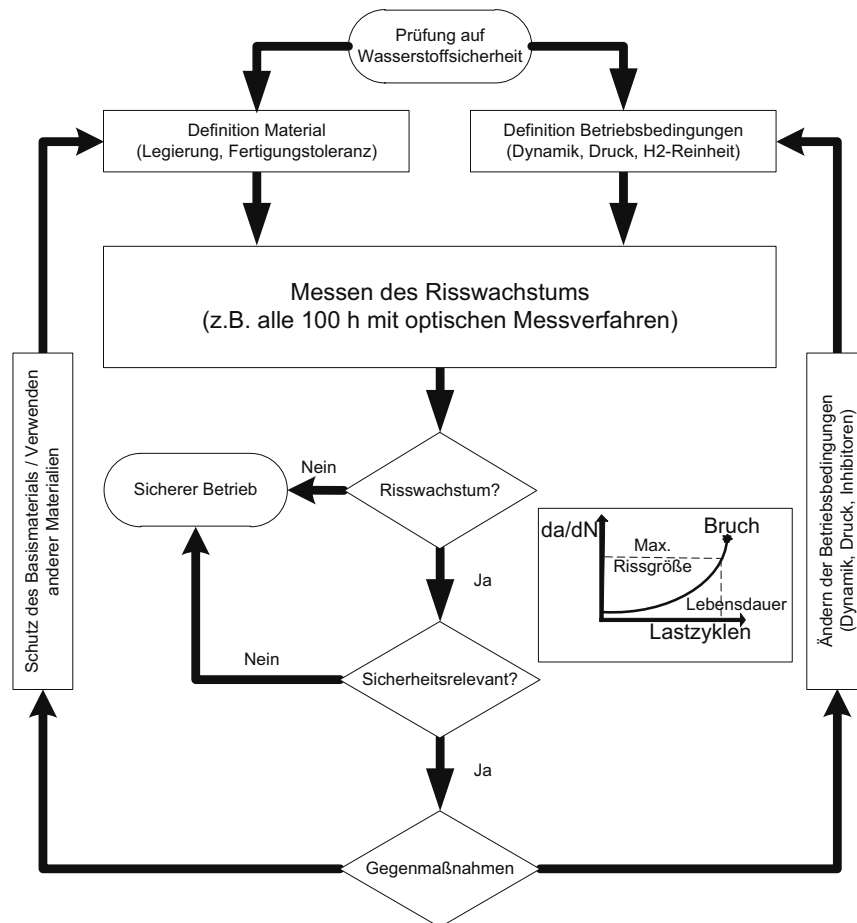


Abbildung 4.21: Vorgehen zum Erforschen des Risswachstums in Abhängigkeit von Material und Betriebsbedingungen

Abbildung 4.21 zeigt, wie beim Erforschen des Risswachstums vorgegangen werden sollte. Zunächst werden das Material und die Betriebsbedingungen genau definiert. Im hier betrachteten Fall wäre das z.B. ein L360 NB Rohrstaht. Bei den Betriebsbedingungen würde ein statischer Druck von 100 bar in einer Wasserstoffatmosphäre nach den Reinheitsanforderungen aus Abschnitt 4.2.2 vorgegeben. Werden über 100 Jahre zwei tägliche Schwankungen und ein Sicherheitsaufschlag von zwei angenommen, müsste das System etwa 150.000 Zyklen von 30 auf 100 bar während seiner Betriebszeit ertragen können. Sofern nur die Anzahl der Zyklen und nicht die Frequenz eine Rolle spielt, könnte die Alterung im Labor durch häufige Lastwechsel beschleunigt werden. Damit könnte die Betriebszeit von vielen Jahren innerhalb von wenigen Wochen simuliert werden. Ob dies zulässig ist, ist allerdings noch nicht eindeutig geklärt worden, weil bei den in Frage kommenden Stählen elastisch-plastisches Bruchverhalten vorliegt.

Wenn die untersuchte Probe während der Laufzeit durch den Einfluss von Wasserstoff und mechanischer Belastung nicht beschädigt wird und dies auch in weiteren Experimenten be-

stätigt wird, kann das untersuchte Material unter den gegebenen Bedingungen verwendet werden. Ist das nicht der Fall, müssen das Material und/oder die Betriebsbedingungen verändert werden. Das Experiment müsste unter veränderten Bedingungen dann wiederholt werden. Daher ist es erforderlich, bereits während der ersten Untersuchung genau zu klären, warum und wie das Rohr versprödet ist, um die Alternativen bei weiteren Untersuchungen auf ein überschaubares Maß zu reduzieren. Durch die obigen Betrachtungen ergeben sich für den Forschungs- und Entwicklungsbedarf die in Tabelle 4.29 aufgelisteten Punkte.

Tabelle 4.29: Forschungs- und Entwicklungsbedarf in Wasserstoff-Pipelinesystemen

Prüfungsgegenstand	Erläuterung
Basismaterial	Konventionelle Rohrstähle müssen unter definierten Betriebsbedingungen auf ihre Versprödungsanfälligkeit hin untersucht werden. Dabei ist auf die Legierung und die Herstellung zu achten. Beim Betrieb müssen die dynamische Belastung, der Wasserstoffdruck und die Reinheit genau definiert werden.
Schweißnähte	Die Schweißnähte sind besonders gefährdet und müssen daher ebenfalls auf Versprödungsgefahr und Langzeitstabilität hin untersucht werden. Dazu zählen auch wärmenachbehandelte Schweißnähte.
Überwachung der Versprödung	Im Falle von Risswachstum während des Betriebs müssen Möglichkeiten erforscht werden, die Entwicklung der Wasserstoffversprödung angemessen, d.h. unter Beachtung der Sicherheitsvorgaben, überwachen zu können (z.B. optische Verfahren).
Chemischer Einfluss	Der chemische Einfluss des Wasserstoffpartialdrucks ist nicht geklärt. Sollte sich auch bei geringeren Partialdrücken unter gleicher Last ein ähnliches Risswachstum einstellen, muss dies bei der Entwicklung potenzieller Beschichtungsverfahren berücksichtigt werden.
Möglichkeiten das Rohr vor dem Wasserstoff zu schützen	Für den Fall, dass ein Schutz des Rohrs erforderlich ist, muss ein geeignetes Verfahren bezüglich Herstellbarkeit, Kosten und Langzeitstabilität entwickelt und unter realen Bedingungen geprüft werden. Dies gilt insbesondere bezogen auf das Verhalten metallischer und nicht-metallischer Beschichtungen unter hohem Wasserstoffdruck.
Inhibitoren	Beim Einsatz von Inhibitoren muss geklärt werden, bei welchen Konzentrationen sich ein Risswachstum einstellt, das mit dem in Inertgas verglichen werden kann.
Kunststoffrohre	Kunststoffrohre aus HDPE und PA sind nach bisherigen Erfahrungen sicher. Die Langzeitstabilität ist allerdings noch nicht demonstriert worden.

4.4 Verdichter

Die Kompression von Wasserstoff stellt im Druckbereich bis 100 bar eine größere Herausforderung als z.B. die Verdichtung von CO₂, Stickstoff oder Erdgas dar. Zu beachten ist, dass:

- Wasserstoff eine hohe Wärmekapazität hat, vgl. Kapitel 3, und der Verdichter daher eine hohe Leistung benötigt.
- Wasserstoff eine niedrige Dichte hat, vgl. Kapitel 3, und daher für angemessene volumetrische Energiedichten entsprechend hoch komprimiert werden muss²⁹.

²⁹ Ein Pipelinesystem hat ein Druckniveau von bis zu 100 bar und ein Wasserstofftank von bis zu 700 bar.

- aus Sicherheitsgründen gewährleistet sein muss, dass Leckagen verhindert werden. Dies wird durch die hohe Flüchtigkeit, vgl. Kapitel 3, von Wasserstoff noch erschwert, so dass den Dichtungen eine hohe Aufmerksamkeit gewidmet werden muss.
- bedingt durch die angestrebte Anwendung, zumindest bei Brennstoffzellen, sichergestellt werden muss, dass die benötigte Reinheit gewährleistet wird. Dies umfasst neben der Art auch die Menge der mitgeführten Stoffe.
- die Materialauswahl bei den Kompressoren, ähnlich wie bei den Pipelines, die potenzielle Wasserstoffversprödung berücksichtigen muss.

4.4.1 Allgemeine Verdichterprinzipien

Art und konstruktive Auslegung eines Kompressors hängen von folgenden Punkten ab [248, S. 85] [249, S. 208]:

- Fördervolumenstrom
- Medium bzw. Gasart
- Verwendungszweck
- Ansaugzustand (Saug- bzw. Vordruck)
- Enddruck
- Gastemperatur

Nach diesen Kriterien wird entschieden, welcher Verdichter am besten für die Anwendung geeignet ist. Es lassen sich vier verschiedene Verdichterprinzipien unterscheiden, vgl. Abbildung 4.22.

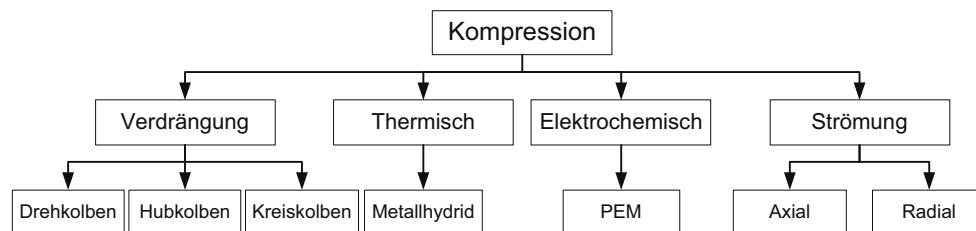


Abbildung 4.22: Verdichterprinzipien

Das erste Prinzip ist die Verdichtung mittels Verdrängermaschinen. Dazu gehören Dreh-, Kreis- und Hubkolben. Für Wasserstoff werden in erster Linie Hubkolben verwendet. Zu diesen zählen neben den handelsüblichen Verdichtern mit einem „realen Hubkolben“ auch die Membran- und Ionenverdichter. Die beiden letztgenannten Verdichter verfügen über keinen Hubkolben, arbeiten aber nach dem gleichen Prinzip. Insgesamt kann eine wesentlich differenzierte Unterscheidung vorgenommen werden, indem z.B. die Anzahl der Wellen [248, S. 206] oder die Verdrängerbewegung (drehend oder oszillierend) [249, S. 203] unterschieden werden. Das Wirkprinzip ist aber bei allen Verdichtern dieses Typs das Gleiche. Verdrängerverdichter sind kommerziell in einer großen Bandbreite erhältlich. Sie eignen sich im Allgemeinen für kleine bis mittlere Durchsätze und decken jedes Druckniveau ab. Für Wasserstoff werden momentan in erster Linie Hubkolbenverdichter verwendet.

Eine weitere Verdichtungsmethode ist die thermische Kompression. Dabei absorbiert ein Metallhydrid Wasserstoff und setzt diesen dann durch Zufuhr von Wärme wieder bei einem höheren Druckniveau frei. Dies geschieht bei etwa 100°C [250, S. 112]. Diese Art der Verdichtung zeichnet sich durch ihr einfaches und zuverlässiges Prinzip sowie das geringe Wärmeniveau aus [250, S. 112]. Neben dem trägen Verhalten, das zu geringen Durchsatzmengen führt, sind allerdings auch der Wirkungsgrad und die Kosten nachteilig. Der Wirkungsgrad wird mit ca. 2 – 3% beziffert und die Kosten mit ca. 12.000 €/kW_{H₂}, was allerdings auch die vorgeschlagene Solaranlage zur Wärmeversorgung mit einschließt [250, S. 112]. Bedingt durch die hohen Kosten, den schlechten Wirkungsgrad und den niedrigen Durchsatz wird diese Alternative in dieser Arbeit nicht weiter betrachtet.

Die dritte Alternative stellen Polymermembranverdichter dar. Ihr Aufbau ähnelt dem von PEM-Elektrolyseuren. An der Anode wird der Wasserstoff adsorbiert, dissoziiert, wandert durch die Polymermembran und wird dann auf der Kathode wieder rekombiniert. Der Wasserstoff hat auf der Kathodenseite einen höheren Druck als auf der Anodenseite. Das Prinzip ähnelt der Elektrolyse, wobei keine Energie zur Wasserspaltung eingesetzt wird. Dieses Verdichterprinzip wird von [251] als vielversprechend betrachtet, befindet sich allerdings noch im Entwicklungsstadium. Bei der Entwicklung wird im Allgemeinen mehr Wert darauf gelegt, die PEM-Elektrolyse bereits auf einem hohen Druckniveau zu betreiben [252], so dass die Entwicklung reiner Kompressoren in diesem Bereich wenig Aufmerksamkeit genießt. Auch dieser Kompressortyp wird hier nicht weiter behandelt, weil sich keine belastbaren Aussagen zu Kosten, Wirkungsgrad und Langzeitstabilität treffen lassen.

Schließlich können auch Turboverdichter verwendet werden. Sie unterscheiden sich durch den Fluss des Mediums, der entweder axial oder meridional erfolgen kann [249, S. 203]. Axialverdichter verdichten ihrer Achse entlang, während Radialverdichter die Strömung radial umlenken. Der Vorteil des radialen Umlenkens ist das größere Druckverhältnis je Stufe, was allerdings mit höheren Strömungsverlusten und damit einem schlechteren Wirkungsgrad verbunden ist. Turboverdichter eignen sich tendenziell für höhere Durchsatzmengen und geringe bis mittlere Druckverhältnisse. Für Wasserstoff werden momentan keine Turboverdichter gebaut und angeboten.

4.4.2 Verdrängungsmaschinen

„Verdrängerkompressoren kapseln das angesaugte Gas und schieben es dann in die Druckleitung. Während der Kapselung verkleinert sich der Arbeitsraum, so dass Druck und Temperatur des Gases ansteigen (innere Verdichtung)³⁰. Die Verdichtung auf höhere Drücke erfolgt über einen oder mehrere hintereinandergeschaltete Arbeitsräume (Stufen), zwischen denen das Gas gekühlt wird (Außenkühlung)³¹. Dadurch wird der Temperaturanstieg begrenzt und die erforderliche Verdichtungsarbeit vermindert“ [103, P26].

Verdrängungsmaschinen arbeiten mit diskontinuierlichen Strömungen. Im ersten Schritt wird das Gas in den Verdichtungsraum, z.B. den Zylinder, eingeleitet. Das Einlassventil wird dann geschlossen. Im zweiten Schritt übt der Verdichter mit dem Kolben eine Kraft auf das Gas aus. Dadurch werden das Volumen des Gases und damit die Oberfläche zum Zylinder reduziert. Das Kräftegleichgewicht führt nun dazu, dass der Druck, der als Quotient von Kraft zu Fläche definiert ist, des Gases sich erhöht. Die Kompression führt automatisch auch zu einer

³⁰ Gilt nicht für Rootsgebläse

³¹ Schrauben- und Rotationskolbenverdichter werden während der Verdichtung auch im Arbeitsraum gekühlt (Innenkühlung)

höheren Temperatur im Gas. Im nächsten Schritt wird das Auslassventil geöffnet und das Gas bei den gewünschten Bedingungen entlassen. Im letzten Schritt wird der Kolben wieder in die Ausgangslage gebracht. Währenddessen wird das Einlassventil geöffnet, so dass der Zylinder wieder gefüllt werden kann. Die Verdichtung kann nun erneut beginnen. Weil es aufwändiger ist, Gase bei hohen Temperaturen zu verdichten, vgl. Kapitel 3, werden in der Regel mehrstufige Kompressoren verwendet, bei denen nach jeder Verdichtung automatisch eine Kühlung erfolgt. Die Kühlung ist im Allgemeinen so ausgelegt, dass das Gas bis zum Eintritt in die nächste Stufe etwa noch 10 K wärmer ist als das Kühlmedium. Dies ist in der Regel Wasser. Bei geringer Wärmeentwicklung ist auch eine Luftkühlung über Rippen möglich. Durch ihren Einsatz wird die Oberfläche vergrößert, die zur Kühlung genutzt werden kann. Bei luftgekühlten Verbrennungsmotoren, die vom Prinzip her Kolbenverdichtern ähneln, wird so eine 30 bis 50mal größere Fläche zur Verfügung gestellt [103, P13].

Der Kolbenverdichter wird für Wasserstoff heutzutage am häufigsten verwendet. Eine Ausnahme bilden Schraubenverdichter, die bei Anlagen zur Wasserstoffverflüssigung in der Regel eingesetzt werden. Um zu gewährleisten, dass die Reinheit des Wasserstoffs erhalten bleibt, können trockenlaufende Verdichter verwendet werden. Für diese werden ausgewählte Materialien verwendet. Stopfbuchs- und Kolbenringe bestehen z.B. aus nicht-metallischen Werkstoffen, wie z.B. Teflon [248, S. 71 ff.]. Kunststoffringe verfügen über eine gute Laufeigenschaft, so dass bei mittleren Kolbengeschwindigkeiten, z.B. 3,5 m/s, die Kolbenreibung und der Abrieb laut [248, S. 71 ff.] „gering“ sind, was leider nicht weiter ausgeführt wird. Kunststoff allein ist für den Einsatz bei hoher thermischer und mechanischer Beanspruchung nicht geeignet. Daher wurden spezielle Compounds mit den Füllstoffen Glasfaser, Graphit und Bronze entwickelt. Dadurch wurden u.a. der Verschleißwiderstand verbessert, der Wärmeausdehnungskoeffizient verringert und die Wärmeleitfähigkeit gesteigert [248, S. 88 ff.]. Insbesondere bei Trockenläufern werden sehr hohe Oberflächengüten ($R_a = 0,5 - 0,8 \mu\text{m}$) der Gegenauflfläche vorausgesetzt [248, S. 88 ff.].

Tabelle 4.30: Vergleich verschiedener Verdrängerverdichtertypen
Daten aus [103, P9/P42/P44; 248; 249]

Typ	Vorteil	Nachteil	Bemerkung
Hubkolben	Sehr hohe Druckniveaus (>3500 bar) möglich	Eingeschränkte Kolbengeschwindigkeit bei trockenlaufenden Kolben (< 3,5 m/s)	Leichtmetall-Kolbenlegierungen (Al mit Cu-, Si-, Mg- und Ni-Zusätzen); seltener Grauguss
	Etablierte Technik	Verunreinigung bei geschmiertem Kolben	Verdichtungsverhältnis bis zu 6 pro Stufe üblich
Dreh- & Kreis-kolben	Keine Drosselung im Ansaugbereich und geringe innere Reibung	Hoher Wirkungsgrad erfordert große Abmessungen	Temper-/Grauguss und/oder Aluminium, ggf. Keramik für Leisten
	Wenig Verschleiß und wenig bewegte Teile	Aufwändige Dichtung erforderlich	Geeignet für einfache und robuste Bauweisen, z.B. bei Druckluftherzeugung
	Fördervolumen/Bauvolumen-Verhältnis sehr gut, verursacht durch hohe Liefergrade und kompakte Bauweise	Sehr verschleißfeste Laufbahn erforderlich (Notlaufeigenschaften)	
	Drehzahlfähigkeit bis 12.000 min ⁻¹ möglich, weil keine freien Massenkräfte auftreten	Schmierung muss dem Gasstrom direkt zugeführt werden	
Schraubenmaschinen	Ausführung mit und ohne Schmierung möglich	Wirkungsgrad nimmt mit zunehmendem Druck ab	Einsatz bei Luft, Kältemitteln und Prozessgasen
	Einfacher Aufbau und hohe Betriebssicherheit	Rotorspiel notwendig, um durch Berührung verursachte Schäden zu vermeiden	Maximale Druckdifferenz je Stufe von 3 – 12 bar bei Trockenläufern; Druckverhältnis zw. 2 und 5; Temperaturen bis 250°C üblich
	Keine Ventile für Arbeitsgang notwendig	Hohe Fertigungsgenauigkeit für guten Wirkungsgrad erforderlich	Geschmiert: Druckverhältnis von 8 – 16, bis 100 möglich
	Unempfindlich gegenüber Schmutz	Aufwändige Dichtung bei Trockenläufern	Temperatur zw. -100 und 300°C
	Bei Schmierung wird Wärme durch Öl abgeführt, so dass weniger Stufen verwendet werden können	Massive Geräusentwicklung (nach Schallschutz). Trockenläufer: 95-100 dB(A) Geschmiert: < 80 dB(A)	Druck von 0,1 bis 42 bar üblich Volumenströme bis 45.000 m³/h
Membranverdichter	Keine Schmierung oder sonstige Verunreinigung des Gases	Teuer in der Anschaffung	Einsatz bei brennbaren, toxischen und radioaktiven Gasen, sowie Reinstgasen
	Sehr geringe Leckage (10 ⁻⁴ – 10 ⁻⁸ mbar l/s)	Kleine Volumenströme (<1000 m³/h)	
	Verdichtungsverhältnis von bis zu 20 pro Stufe		
	Hohe Betriebssicherheit (dreilagige Membran)		
	Hohe Enddrücke (3000 – 4000 bar)		
Ionische Verdichter	Keine Schmierung erforderlich	Flüssigkeit hochkorrosiv	Wird als Alternative zu trockenlaufenden Kolbenverdichtern entwickelt
	Keine Dampfphase oberhalb der Flüssigkeit		
	Kühlung der Flüssigkeit im Zylinder möglich		

Für die mittlere Kolbengeschwindigkeit v_m sind sowohl der Kolbenhub s , als auch die Verdichterfrequenz n von Interesse. Es gilt:

Formel 48
$$v_m = 2 \cdot s \cdot n$$

Eine hohe Geschwindigkeit führt zu einer hohen Ausnutzung der Maschine. Es ist also möglich, die gleiche Förderleistung mit einem kleineren Verdichter bei gleicher Leistung zu bewerkstelligen. Allerdings werden auch Ventile und Kolbenringe stärker beansprucht. Eine geringe Kolbengeschwindigkeit gewährleistet eine höhere Lebensdauer, geringere Geräuschentwicklung, kleinere Massenkräfte und eine verminderte Kolbenreibung. Bei trockenlaufenden Verdichtern besteht deswegen oft die Beschränkung auf ca. 3,5 m/s. Bei geschmierten Maschinen werden Geschwindigkeiten von 5 m/s und mehr realisiert [103, P34; 248, S. 78].

Für größere Leistungen, d.h. ab 200 bis 100.000 Nm³/h [253, S. 167], werden in der Regel Boxer-Verdichter eingesetzt, bei denen die Achsen gegenüberliegen. Diese Anordnung hat den Vorteil, dass die entgegengesetzte Kolbenbewegung für einen hohen Massenausgleich sorgt und gleichzeitig eine höhere Drehzahl ermöglicht [248, S. 71 ff.]. Bei mittleren und großen Verdichtern hat sich des Weiteren die sogenannte „doppeltwirkende Arbeitsstufe“ durchgesetzt, die auf der Kurbel- und Deckelseite eines Kolbens je eine Arbeitsfläche bietet [248, S. 71 ff.]. Gegenüber einfachwirkenden Stufen haben sie den Vorteil der günstigeren Triebswerkauslastung, der geringeren Drehkraftschwankung und der erhöhten Zylinderleistung. Diese Anordnung ist allerdings mit einem zusätzlichen konstruktiven Aufwand zur Unterbringung der zusätzlichen Ventile und Stoffbuchsen auf der Kurbelseite verbunden [248, S. 71 ff.].

Das Verhältnis von effektivem Volumen V_{eff} und Hubvolumen V_H wird als Liefergrad λ bezeichnet [248, S. 71 ff.]:

Formel 49
$$\lambda = \frac{V_{eff}}{V_H}$$

Undichte Ventile, Stopfbuchsen oder Kolbenringe und das aufgeheizte Gas führen dazu, dass das Ansaugvolumen während des Ansaugvorganges kleiner als das effektive Volumen V_{eff} ist. Diese Verluste, die u.a. von der Gasdichte, der Zylindergröße, der Kolbengeschwindigkeit und von den Druckverlusten in den Ventilen abhängen, werden durch den sogenannten Aufheizungsgrad η_v berücksichtigt. Der Quotient von λ und η_v ist damit in der Konsequenz immer kleiner als eins. Bedingt durch die höheren Reibungsverluste hat der Aufheizungsgrad bei Trockenläufern eine größere Bedeutung als bei geschmierten Kompressoren. Durch konstruktive Maßnahmen, wie das Kühlen von Zylinderdeckeln und Saugkanälen, kann die Wärmebildung reduziert werden [248, S. 71 ff.].

Eine isentrope Verdichtung, vgl. Kapitel 3, unter Berücksichtigung der Verluste und der Realgasfaktoren, kann folgendermaßen berechnet werden [248, S. 77 ff.]:

Formel 50
$$P_{isen} = \frac{\kappa}{\kappa - 1} \cdot V_{eff} \cdot p_1 \left[\left(\frac{p_2 + \Delta p_2}{p_1 - \Delta p_1} \right)^{\frac{\kappa - 1}{\kappa}} - 1 \right] \cdot \frac{\eta_v}{\lambda} \cdot \sqrt{Z_1 \cdot Z_2}$$

Die Realgasfaktoren Z_1 und Z_2 drücken den Zustand im Ansaug- bzw. Endzustand aus. Für eine genauere Leistungsbestimmung sind außerdem die Druckverluste Δp_1 und Δp_2 an der Saug- bzw. Druckseite zu berücksichtigen. Sie entstehen durch Widerstände in den Ventilen und den Verbindungsleitungen. Insgesamt liegen die Druckverluste in der Regel bei ca. 2 – 6% des entsprechenden Bezugsdruckes. Durch weitere Komponenten, wie z.B. Kühler, Abscheider oder Pufferbehälter, können auch höhere Werte resultieren [248, S. 77].

Die Stufenzahl ist abhängig von der Aufteilung des Gesamtdruckverhältnisses. Die Stufen-druckverhältnisse werden je nach Maschinengröße, Anwendungszweck und Fördermedium gewählt. Bei mittleren Verdichtergrößen und stationärem Betrieb werden in der Regel Druck-verhältnisse von ca. 2 – 4 gewählt. Maßgebend für das maximale Druckverhältnis ist die Verdichtungsendtemperatur [248, S. 78 ff.]. Die Aufteilung der Stufen wird durch die ausge-wogene Auslastung des Triebwerkes bestimmt. Auslegungskriterium ist die Belastung des Triebwerkgestänges, welches durch die Massenkräfte der oszillierenden und rotierenden Bauteile und die Gaskräfte beansprucht wird. Beide Kräfte müssen innerhalb der zulässigen Stangenkraftgrenzen liegen [248, S. 78 ff.].

Neben der benötigten, isentropen/polytropen Leistung, um den Wasserstoff zu komprimie-ren, sind noch Reibungsverluste innerhalb des Kompressors zu berücksichtigen. Die Summe dieser Leistungen entspricht der Kupplungsleistung, die die Welle mechanisch an den Kom-pressor abgibt. Bei mittleren und großen Kreuzkopfmaschinen liegt der mechanische Wir-kungsgrad η_m bei ca. 0,88 bis 0,95 [248, S. 78 ff.].

Wasserstoff wird mit einer sehr hohen Reinheit transportiert, vgl. Abschnitt 4.2.2, daher kann während des Kühlens nach der Verdichtung kein Wasserdampf auskondensieren, der vor Eintritt in die nächste Stufe entfernt werden müsste. Der Einsatz von trockenlaufenden Ver-dichtern ist heute für Wasserstoff üblich. Der Einsatz von geschmierten Kompressoren ist bei hohen Durchsatzraten allerdings attraktiv, weil die Investitions- und Betriebskosten geringer sind. Die Verunreinigungen müssten dann entfernt werden. Dafür können Abscheider einge-baut werden, die das Öl abtrennen, vgl. Tabelle 4.31.

Tabelle 4.31: Abscheidung während des Verdichtungsprozesses [248, S. 115 ff.]

Abscheider	Wirkprinzip
Zyklon	Der Gasstrom wird durch tangentialen Eintritt oder drallerzeugende Einbauten in eine Rotationsströmung versetzt. Die schwereren Flüssigkeitsteilchen werden an die Be-hälterwand geschleudert und laufen ab.
Lamellen	Der Gasstrom wird durch speziell geformte Leitbleche ständigen Richtungsänderun-gen unterworfen. Die Flüssigkeitsteilchen werden ausgeschleudert und in Fangrinnen zurückgehalten, wo sie schließlich ablaufen können.
Demister	Der Gasstrom wird durch ein dicht gepacktes Drahtgestrick geleitet. An den feinen Drähten vereinigen sich die kleinen Tropfen zu größeren und laufen schließlich ab.

Abbildung 4.23 zeigt exemplarisch einen Hubkolbenverdichter. Es handelt sich um einen zweistufigen Kreuzkopfverdichter in L-Bauweise. In einem integrierten Zwischenkühler wird das Gas mit Wasser gekühlt.

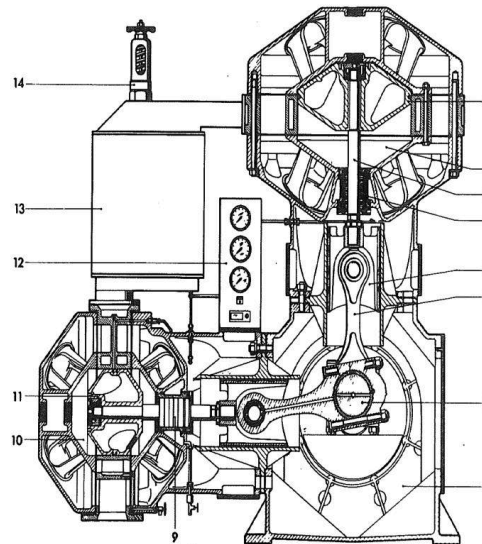


Abbildung 4.23: Zweistufiger, wassergekühlter Kreuzkopfverdichter in L-Bauweise mit integriertem Zwischenkühler [248, S. 121]

Der Verdichter in Abbildung 4.23 verfügt über folgende Komponenten: Kolben 1. Stufe (1), 1. Stufe (2), Kolbenstange 1. Stufe (3), Kolbenstangendichtung 1. Stufe (4), Kreuzkopf (5), Pleuel (6), Kurbelwelle (7), Triebwerksgehäuse (8), Kolbenstangendichtung 2. Stufe (9), 2. Stufe (10), Kolben 2. Stufe (11), Anzeigeeinstrumente (12), Zwischenkühler (13) und Sicherheitsventil (14).

4.4.3 Turbomaschinen

„Turboverdichter sind Strömungsmaschinen zur Verdichtung von Gasen nach dem dynamischen Prinzip. Als Element der Energieübertragung auf das Gas dient das beschaukelte, kontinuierlich durchströmte Laufrad. Druck, Temperatur und Geschwindigkeit des Gases sind nach dem Verlassen des Laufrads größer als am Eintritt. Das dem Laufrad nachgeschaltete Leitteil sorgt für weitere Druck- und Temperaturerhöhung durch Verzögerung der Geschwindigkeit“ [103, R67]. Um den Druck zu erhöhen, muss eine Kraft auf das Gas einwirken. Diese wird durch die rotierenden Schaufeln übertragen. Dabei wird die Geschwindigkeit auf der konkaven Druckseite verzögert und auf der konvexen Saugseite beschleunigt. Dadurch resultiert zwischen den beiden Seiten eine Druckdifferenz, die zum Umlenken der Strömung führt [107, S. 285 ff.].

Turbomaschinen werden in der Regel in Axial- und Radialverdichter unterteilt. Die Durchströmung erfolgt im ersten Fall parallel und im zweiten Fall senkrecht zur Maschinenachse. Im Folgenden werden die Prinzipien näher erläutert. Manchmal werden auch Diagonalverdichter und kombinierte Verdichter zusätzlich unterschieden. Bei Diagonalverdichtern erfolgt ein Eintritt der Strömung parallel zur Maschinenachse. Die Strömung wird dann zunächst in radialer Richtung um- und dann wieder zurückgelenkt, um den Verdichter wieder parallel zur Achse zu verlassen. Bei kombinierten Verdichtern wird ein Verdichtertyp hinter den anderen geschaltet. Im Allgemeinen durchläuft das Fluid zunächst einen Axialverdichter bevor es

dann für den Enddruck den Radialverdichter durchläuft [254]. Sowohl der Diagonalverdichter, als auch die Kombination beider Verdichtertypen wird selten genutzt. Für Wasserstoff bieten sie auch keinen erkennbaren Vorteil, so dass sie in dieser Arbeit nicht weiter untersucht werden.

Radialverdichter

Bedingt durch ihre Bauweise erreichen Radialverdichter ein größeres Druckverhältnis pro Stufe als Axialverdichter, die bei gleicher Drucksteigerung entsprechend größer gebaut sein müssen. Allerdings führen die dazu erforderlichen Umlenkanäle, vgl. Abbildung 4.24, dazu, dass Radialverdichter in der Regel wesentlich größer sind und ab einem bestimmten Ansaugvolumen auch teurer werden. Bei einem Ansaugvolumen von etwa $40 \text{ m}^3/\text{s}$ sind die Radialverdichter etwa doppelt so groß. Die kritische Durchsatzmenge bezüglich der Kosten liegt zwischen 25 und $30 \text{ m}^3/\text{s}$ [254, S. 239]. Radialverdichter, die größere Durchsatzraten haben, sind in der Regel teurer als Axialverdichter.

Bei Volumenströmen von mehr als $40 \text{ m}^3/\text{s}$ ist der Radialverdichter nicht nur doppelt so groß wie ein vergleichbarer Axialverdichter, sondern er beginnt auch bei Fertigung und Transport Schwierigkeiten zu bereiten. Dies liegt daran, dass die Druckerhöhung nicht nur in den Lauf-rädern, sondern teilweise auch in den nachgeschalteten Diffusoren erfolgt, was zu einem weiteren Anstieg der Baugröße führt [254, S. 242].

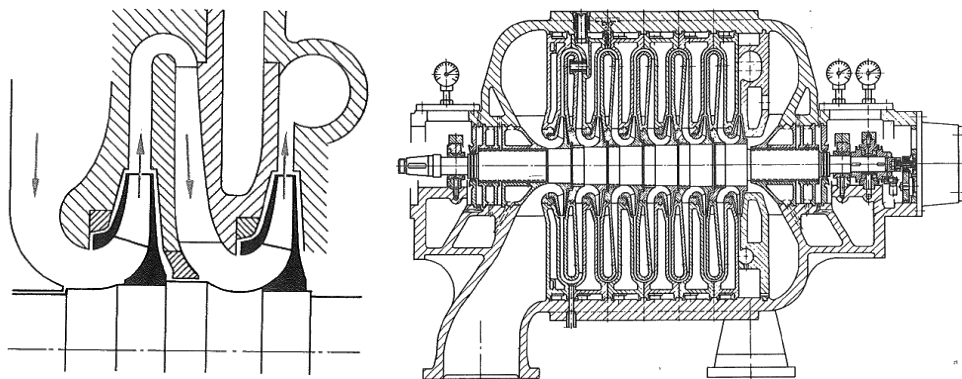


Abbildung 4.24: Radialverdichterprinzipien [254, S. 240 ff.]

Links: Umlenkanäle

Rechts: Konstruktionszeichnung mit Innenkühlung

Radialverdichter werden sowohl mit als auch ohne Zwischenkühlung gebaut. Die Stufenzahl beträgt dabei aus konstruktiven Gründen maximal 10 pro Gehäuse [254, S. 237 ff.]. Bei höheren Druckverhältnissen werden in der Regel mehrere, einzelne Verdichter hintereinandergeschaltet.

Axialverdichter

Im Gegensatz zum Radialverdichter wird in einem Axialverdichter der Druck durch Verzögerung der in axialer Richtung verlaufenden Strömung in den Lauf- und Leitschaufeln erreicht. Das Laufrad überträgt dabei Arbeit an die Absolutströmung und erhöht deren Totalenthalpie [107, S. 302]. Dies wird in erster Linie durch eine Beschleunigung der Strömung in Umfangsrichtung erreicht. Um den Druck und die Enthalpie zu erhöhen, muss die Relativströmung verzögert werden. Um die kinetische Energie des Dralls der Absolutströmung nach dem Laufrad nutzen zu können, wird ein Leitrاد nachgeschaltet. Die Strömung wird verzögert und in eine weitere Druck- und Enthalpiesteigerung umgesetzt. Dies ist vorteilhaft, weil keine weitere Arbeit zugeführt werden muss. Die Totalenthalpie, die Summe aus Enthalpie und kinetischer Energie, bleibt konstant [107, S. 302].

Die Abmessungen sind daher bei gleichen Betriebsdaten geringer als bei Radialverdichtern. Selbst bei Volumenströmen von mehreren hundert m^3/s behält der Axialverdichter eine „kompakte“ Form [254, S. 242]. Weil die Umlenkung des Gasstroms nicht gezielt verursacht wird, treten weniger Strömungsverluste auf, was den Wirkungsgrad positiv beeinflusst. Bei gleichen Betriebsdaten kann der Unterschied bei bis zu 10% liegen [254, S. 243]. Axialverdichter können von diesem Vorteil allerdings nur profitieren, wenn die Verluste an den Kanalwänden nicht überwiegen. Bei abnehmender Baugröße nähern sich die Wirkungsgrade und auch das Baugrößenverhältnis an. Axialverdichter werden in der Regel erst für Ansaugvolumenströme über 15 – 20 m^3/s eingesetzt. Abbildung 4.25 zeigt die Konstruktionszeichnung eines Axialverdichters. Auf der linken Seite wird der Volumenstrom angesaugt, dann in acht Stufen verdichtet und auf der rechten Seite weitergeleitet.

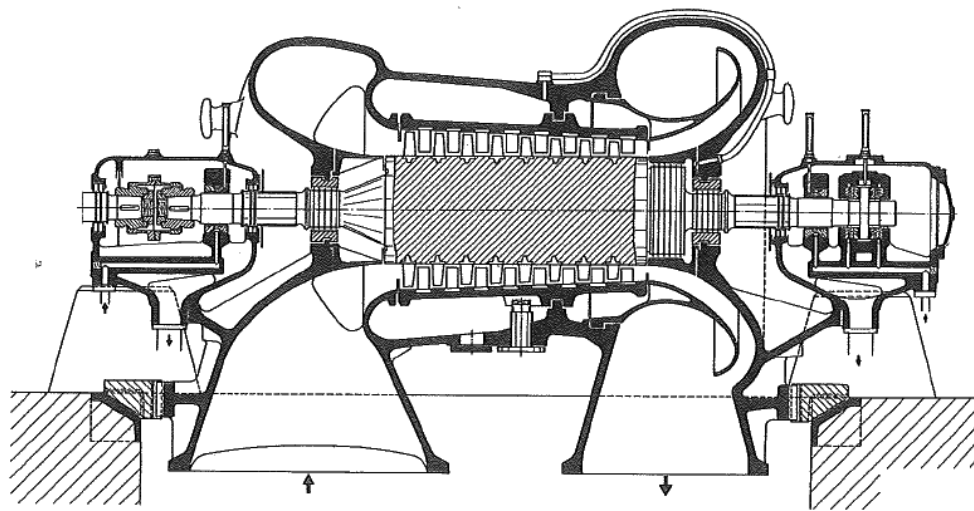


Abbildung 4.25: Konstruktionszeichnung eines Axialverdichters [254]

Neben beschichteten Stählen werden seit mehreren Jahren verstärkt Chrom-Stähle für die Verdichterschaufeln eingesetzt. Dabei handelt es sich um ausscheidungshärtende, martensitische Legierungen. Diese verfügen über eine erhöhte (Schwing-)Festigkeit und eine verbesserte Korrosionsbeständigkeit, weil der Mo- und Cr-Gehalt angehoben wurde [107, S. 755]

ff.]. Wie in Abschnitt 4.3.1 und dort insbesondere in Tabelle 4.17 dargestellt wurde, ist dieses Material nicht für den Betrieb mit Wasserstoff geeignet. Es muss daher entweder auf Austenite, beschichtete Stähle oder andere Alternativen, wie z.B. Aluminium, zurückgegriffen werden. Tabelle 4.32 fasst die wichtigsten Fakten für Turboverdichter bezüglich Enddruck, Ansaugvolumenstrom und Anwendungsgebieten abschließend zusammen.

Tabelle 4.32: Vergleich von axialen und radialen Turboverdichtern
Daten aus [53; 103, R68; 107; 248; 254; 255]

	Einheit	Verdichter	
		Axial	Radial
Max. Enddruck	[bar]	50	600
Ansaugvolumenströme	[m ³ /s]	15 – 300	< 60
Druckverhältnis pro Stufe	[-]	1,6 – 1,9	8 – 12
Wirkungsgrad (Polytrop/Isentrop)	[-]	0,9 – 0,93 / 0,86 – 0,9	
Anwendungsgebiete		Gaskraftwerke, Hochofenwinderzeugung, Luftzerlegungsanlagen	Ammoniaksynthese, Erdgaszwischenverdichter, Petrochemie

Für die Kompression des Wasserstoffs von 30 auf 100 bar bieten sich, wie beim Erdgasnetz auch, am besten Radialverdichter an. [256] und [257] empfehlen einen 9-stufigen Radialverdichter. Bei einer Durchsatzmenge von 240 t würde er nach ihren Angaben ca. 7,3 Mio. \$ kosten. Langfristig soll dieser Preis sinken. Da es sich allerdings um Prognosen handelt, wird in dieser Arbeit ein Preis von 7,3 Mio. € veranschlagt, um der noch vorhandenen Unsicherheit zu begegnen. Der Leistungspreis liegt damit etwa bei 22 €/kW_{H₂}. Diese Kompressoren werden in der weiteren Arbeit zum Ausgleich der Druckverluste im Rohrsystem und für die Gesamtkostenbetrachtung verwendet, vgl. Kapitel 6.

4.5 Nachgelagerte Komponenten

Das Pipelinesystem dient dem Transport von Wasserstoff von den Quellen hin zu den Senken. Zu den Quellen zählen in dieser Arbeit insbesondere die Windstrom-Elektrolyse und die Kohlevergasung, vgl. Abschnitt 4.2.1. Als Senken werden in dieser Arbeit ausschließlich Tankstellen betrachtet. Eine Versorgung von Haushalten mit Wasserstoff, wie dies z.B. beim Erdgas üblich ist, wird nicht behandelt.

Es gibt drei Möglichkeiten aus einem Pipelinesystem auszuspeisen, vgl. Abbildung 4.26. Zum Ersten kann mit dem Rohr der Verbraucher direkt beliefert werden. Zum Zweiten kann im Netz das Druckniveau durch eine Zwischenentspannung gesenkt oder zum Dritten durch Kompression erhöht werden.

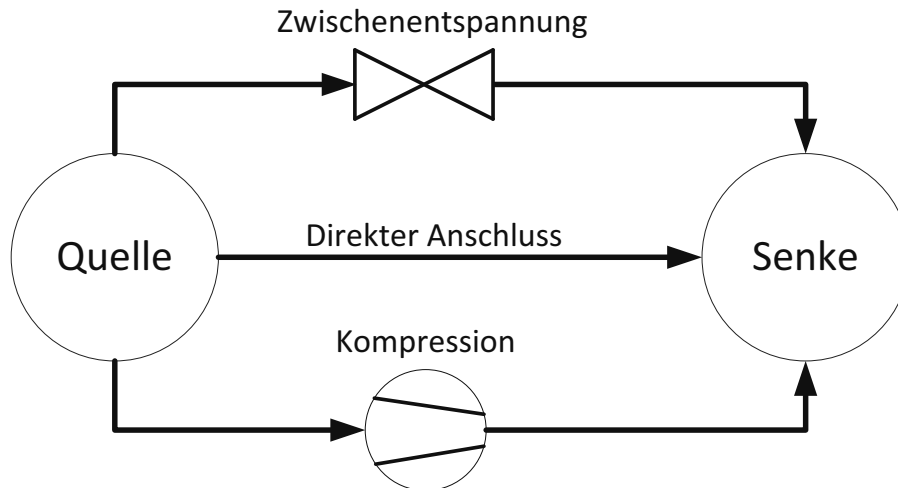


Abbildung 4.26: Möglichkeiten, Gas aus einem Netz auszuspeisen

Der erste Fall ist bei heutigen Wasserstoffpipelines üblich. Sowohl Air Liquide im Ruhrgebiet als auch Linde bei Leuna versorgen ihre Abnehmer direkt aus dem Rohrsystem, ohne unmittelbar davor eine Kompression oder eine Entspannung vorzunehmen. Die Wasserstoffherstellung erfolgt mit der Dampfreformierung von Erdgas. Im Anschluss werden Kolbenverdichter eingesetzt, bevor das Gas eingespeist wird. Im Pipelinenetz erfolgt dann keine weitere Kompression mehr. Diese Art des Betriebs ist vom Prinzip her sehr einfach und erfordert auch wenig Komponenten, stellt den Betreiber aber vor die Herausforderung, den Druck stets in bestimmten Grenzen zu halten. Die Abnehmer wünschen immer ein bestimmtes Druckniveau und tolerieren nur geringe Schwankungen von wenigen bar. Das System ist damit inhärent träge, weil Ein- und Ausspeisungsänderungen nur langsam realisiert werden können. Der zweite Fall ist im Erdgasnetz üblich, wo von den großen Leitungen des Transmissionsnetzes über Drosselstationen ins Distributionsnetz übergegangen wird. Im Transmissionsnetz, das dem überregionalen Ferntransport dient, hat das Erdgassystem einen Druck von bis zu 100 bar [222]. Die Stadtleitungen, die das Erdgas zu den Haushalten und Kleinverbrauchern transportieren, haben dagegen nur noch wenige 100 mbar Überdruck [258]. Das Gas beim privaten Endkunden hat schließlich nur noch einen Überdruck von etwa 20 mbar [259, 260]. Beim Übergang vom Ferntransport ins Verteilungsnetz erfolgt eine Odorierung mit Schwefelwasserstoffen, die dazu dient, Gasleckagen in Haushalten bemerkbar zu machen. Dies ist bei einer Wasserstoffinfrastruktur zur Versorgung von Tankstellen nicht notwendig und wird daher auch nicht berücksichtigt.

Je nachdem, ob im Wasserstoff-Pipelinesystem eindeutig zwischen Transmissions- und Distributionsnetz unterschieden wird, ergibt sich, welche Ausspeisungsmöglichkeit verwendet werden kann. Bei einer klaren Trennung von Transmission und Distribution ist es z.B. denkbar, die Netze auf einem anderen Druckniveau zu betreiben. Dies wird in Kapitel 5 näher erläutert.

4.5.1 Entnahme aus dem Pipelinenetz

Um die Entnahme aus einem zukünftigen Wasserstoff-Pipelinesystem zu untersuchen, bietet sich der Vergleich mit dem bestehenden Erdgasnetz an. Dieses hat unterschiedliche Abnehmertypen, die jeweils ein anderes Druckniveau wünschen. Großindustrie und Kraftwerke wünschen ein möglichst hohes Niveau und werden daher direkt an das Hochdrucknetz angeschlossen. Für private Haushalte muss das Druckniveau bei der Übergabe ins Distributionsnetz gesenkt werden. Dazu gibt es zwei Möglichkeiten: Erstens Drosseln und zweitens Turbinen. Drosseln sind sehr einfache, kostengünstige Komponenten, während Turbinen im Vergleich dazu um ein vielfaches teurer sind. Drosseln haben dafür allerdings den Nachteil, die potenzielle Energie, in Form von Druck, nicht nutzen zu können. Sie „beseitigen“ den Druck sehr einfach und nutzen ihn nicht. Turbinen hingegen erzeugen mechanische Energie, die z.B. von einem Generator in Strom umgewandelt werden kann.

Die Druckreduzierung erfolgt im Erdgasnetz gewöhnlich über Drosselventile. Bei diesem Vorgang bleibt die Enthalpie konstant, während sich aufgrund des Joule-Thomson-Effekts eine Abkühlung einstellt. Dies gilt in allen technisch relevanten Bereichen bezüglich Druck und Temperatur, vgl. Kapitel 3. Als technisch relevant werden in dieser Arbeit Temperaturen oberhalb von 0°C und Druckniveaus bis zu 100 bar betrachtet. In diesem Bereich liegt ein μ_{JT} -Wert von ca. $0,5 \text{ K/bar}$ [29]. Wird der Druck von 80 auf 40 bar reduziert sinkt die Temperatur um etwa 20°C . Weil das Gas im Rohr mit zunehmendem Abstand zu den Verdichterstationen nahezu Umgebungstemperatur annimmt, vgl. Kapitel 3, kann ein abgesenkter Druck die Temperatur des Gases unter 0°C fallen lassen. Als Folge können sich Hydrate und Eiskristalle bilden und die Materialversprödung gefördert werden [41, 261]. Um dies zu verhindern, muss das Erdgas vor der Drosselung zunächst erwärmt werden, vgl. Abbildung 4.27.

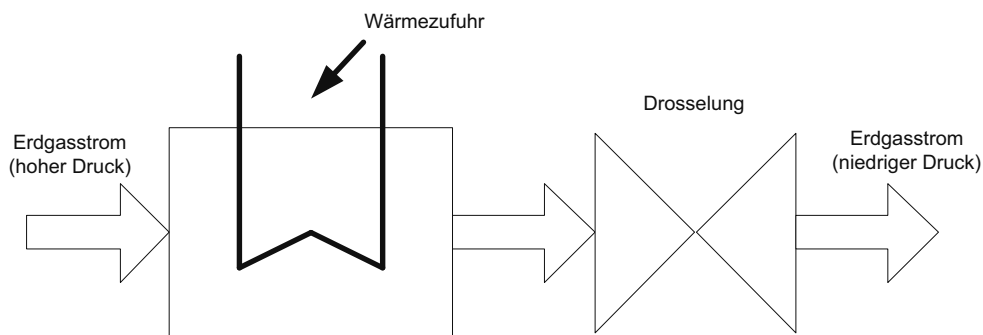


Abbildung 4.27: Schema einer Druckreduzierung mit Vorwärmung im Erdgasnetz, vgl. [41]

Bei der zweiten Möglichkeit wird der Erdgasstrom über eine Turbine entspannt, vgl. Abbildung 4.28. Im Gegensatz zur Drosselung wird die potenzielle Energie genutzt, die im Druck enthalten ist. Bedingt durch die wesentlich höheren Investitionskosten setzt diese Art der Entspannung allerdings voraus, dass hinreichend großer Druck und Durchsatz gewährleistet sind. Weil es sich stets um eine Sonderanfertigung handelt, werden keine Kosten veröffentlicht. Es kann daher nur anhand bestehender Anlagen abgeschätzt werden, ab welcher Größenordnung Turbinen ihre höheren Investitionskosten für den Betreiber aufwiegen. Im schweizerischen Oberbuchsitzen wird eine zweistufige Anlage eingesetzt, die eine max. elektrische Leistung von 400 kW hat und einen minimalen Volumenstrom von $3500 \text{ Nm}^3/\text{h}$ durch-

setzt [262]. Dies stellt momentan die minimale, technisch umgesetzte Größenordnung dar [263]. Die Dortmunder Energie- und Wasserversorgung GmbH speist mit einer zweistufigen Entspannung pro Jahr ca. 20 Mio. kWh ins Netz ein. Die Leistung hängt stark vom Erdgasverbrauch ab und schwankt daher um mehr als den Faktor 10 innerhalb eines Jahres [260].

Bei der Expansion in Turbinen wirkt sich nicht nur der Joule-Thomson-Effekt aus, sondern dem Gas wird auch Energie entzogen. Dadurch senkt sich die Temperatur noch stärker ab. Dies führt zu einem höheren Bedarf an Vorwärme, welche allerdings sehr gut genutzt werden kann. Der Nutzungsgrad wird als Verhältnis von Strommenge zu eingesetzter Wärmemenge definiert und liegt bei etwa 80% [44, 260, 261]. Die benötigte Wärme kann neben einem einfachen Feuerungsprozess, z.B. auch durch Blockheizkraftwerke, wie in Oberbuchsitzen, oder unter Umständen durch Wärmepumpen bereitgestellt werden.

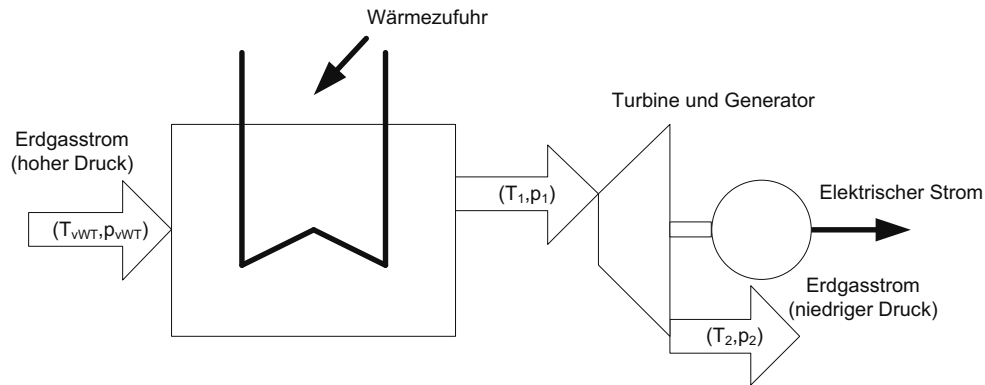


Abbildung 4.28: Schematische Darstellung der Druckreduzierung über eine Turbine inkl. Vorwärmung, vgl. [44]

Mit dem Massenfluss \dot{m} , der mittleren Wärmekapazität $\overline{c_p}$ und der Temperaturdifferenz kann die benötigte Wärmemenge berechnet werden, vgl. Kapitel 3. T_{vWT} ist die Eintrittstemperatur vor dem Wärmetauscher. Bei längeren Rohrabschnitten entspricht sie näherungsweise der Umgebungstemperatur. Die Wärme- und Druckverluste innerhalb des Wärmetauschers müssen den Herstellerangaben entnommen werden. Mit diesen Werten kann schließlich die benötigte Wärmeleistung berechnet werden, die entweder durch einen Kessel, ein Blockheizkraftwerk oder eine Wärmepumpe bereitgestellt wird.

Der Nutzungsgrad χ ist als Verhältnis von P_{el} zu \dot{Q} definiert. Der Strom P_{el} ergibt sich mit dem Generator-Wirkungsgrad η_{Gen} und dem mechanischen Wirkungsgrad η_{mech} aus Formel 51:

Formel 51
$$P_{el} = \eta_{Gen} * \eta_{mech} * \dot{m} * \overline{c_p} * (T_2 - T_1)$$

Für ein Wasserstoff-Pipelinesystem ergeben sich zwei Konsequenzen: Erstens soll Wasserstoff nicht in privaten Haushalten verwendet werden, so dass keine Entspannung bis auf nahezu den Umgebungsdruck vorgenommen werden muss. Zweitens besteht weniger zusätzlicher Aufwand bei der Entspannung, weil Wasserstoff im technisch relevanten Bereich

über einen negativen Joule-Thomson-Effekt verfügt. Bei einer Drosselung ist keine Vorwärmung notwendig, weil Wasserstoff sich nicht abkühlt, sondern erwärmt, vgl. Kapitel 3. Der Joule-Thomson-Effekt von Wasserstoff oberhalb von 0°C ist immer negativ und nimmt mit steigendem Druck zu. Unter der Annahme von 50°C und 100 bar ergibt sich ein negativer μ_{JT} -Wert von etwa 0,04 K/bar. Dies wird mit -0,035 K/bar von [264] bestätigt. Ähnliche Größenordnungen sehen auch [265] und [43]. Eine Entspannung von 100 auf 30 bar würde demnach zu einer 2,8°C höheren Temperatur führen. Dies bedeutet technisch, dass weder Vorwärmung noch Kühlung benötigt werden. Diesem Punkt wird daher in dieser Arbeit keine weitere Aufmerksamkeit gewidmet. Werden bei der Entspannung Turbinen eingesetzt, hat Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas einen sehr hohen Nutzungsgrad, was auf die spezifisch geringere, benötigte Menge an Vorwärme zurückzuführen ist. Die potenzielle Energie kann ohne großen Aufwand fast vollständig genutzt werden. Unter gleichen Bedingungen, bezüglich Eingangs- und Ausgangstemperatur sowie Anlagenwirkungsgraden, ergibt sich überschlägig für ein Wasserstoffsystem ein Nutzungsgrad von über 90%. Ein Erdgassystem hat, wie bereits erwähnt, zum Vergleich in der Regel einen Nutzungsgrad von etwa 80%. Ein Wasserstoff-Pipelinesystem, das analog zum Erdgasnetz aufgebaut wäre, stellt bei der Entnahme keine technische Herausforderung dar und kann als Stand der Technik bezeichnet werden. Diesem Thema wird in dieser Arbeit daher keine weitere Aufmerksamkeit gewidmet.

4.5.2 Wasserstofftankstellen

Wie bereits beschrieben, werden in dieser Arbeit ausschließlich Tankstellen als Wasserstoffsensken betrachtet. Eine Karte mit weltweit laufenden, geplanten und außer Betrieb genommenen Tankstellen zeigt [266]. Weitere Informationen sind auch unter [267] und [268] erhältlich. Zukünftige Tankstellen werden wahrscheinlich eine Absatzmenge zwischen 500 und 3000 kg Wasserstoff pro Tag haben [269]. 500 kg Wasserstoff entsprechen dem zukünftigen Wasserstoffbedarf einer kleinen, ländlichen Tankstelle, an der täglich ca. 100 – 150 Brennstoffzellenfahrzeuge betankt werden. 3000 kg entspricht dem Energieumsatz einer heute üblichen Tankstelle³², an der durchschnittlich 400 Autos pro Tag tanken [270]. Es ist allerdings anzumerken, dass Brennstoffzellenfahrzeuge im Durchschnitt nur ca. die Hälfte der Energiemenge von Verbrennungsmotoren brauchen. Für den Bau des Pipelinesystems ist eine detaillierte Betrachtung des Tankstellenaufbaus nicht erforderlich. Wichtig sind die Absatzmenge, die Nachfrageschwankung und das gewünschte Druckniveau. Für das Druckniveau der Wasserstoffspeicher in Brennstoffzellenfahrzeugen werden heute vor allem zwei Konzepte verfolgt: 350 und 700 bar. Es ist im Moment nicht eindeutig geklärt, welches Konzept sich durchsetzen wird. Eine Co-Existenz ist grundsätzlich ebenfalls denkbar.

Das in dieser Arbeit festgelegte Druckniveau zukünftiger Pipelines ist für Tankstellen nicht ausreichend. Daher muss entweder das Druckniveau massiv erhöht oder an der Tankstelle eine Kompression vorgenommen werden. Das erste Konzept erfordert hohe Materialdicken und ist herausfordernd gegenüber der Versprödungssicherheit, vgl. Abschnitt 4.3.3. In dieser Arbeit wird daher eine Entkopplung der Tankstelle favorisiert. Frühere Konzepte sahen vor, dass Tankstellen mit einem Eingangsdruckniveau von 30 bar arbeiten und dieses dann erhöhen sollten. Das Eingangsdruckniveau war also mit geringen Abweichungen festgelegt. Mit heutigen Anlagen kann eine größere Bandbreite abgedeckt werden. Mittlerweile sind alle Druckniveaus von 30 bis 100 bar möglich, weil der Kompressor an der Tankstelle eine Kompressionsstufe auslassen kann, was früher nicht möglich war [226]. Für zukünftige Wasser-

³² 8 Zapfsäulen, 16 h Betrieb pro Tag

stofftankstellen werden im Allgemeinen dreistufige Verdrängerverdichter als ideal angesehen [271]. Mit ein paar Modifikationen des Kompressors ließe sich wahrscheinlich auch jedes höhere Druckniveau verarbeiten. Der Pipelinebetrieb muss demnach sicherstellen, dass das Druckniveau nicht unter 30 bar fällt, während alles darüber akzeptabel ist.

Für die weitere Arbeit folgt insgesamt die Konsequenz, dass die Tankstellen Wasserstoff bei möglichst hohem Druck erhalten möchten und daher eine Zwischenentspannung nicht wünschenswert ist. Selbst bei einer klaren Trennung von Transmissions- und Distributionsnetz sollten beide Netze auf einem möglichst gleichhohen Druckniveau betrieben werden, um Turbinen und Drosseln zu vermeiden. Ein zukünftiges Wasserstoff-Pipelinennetz wird daher von seinem Aufbau her dem überregionalen Erdgasnetz ähneln. Zwischenentspannung und Odorierung, wie bei der Feinverteilung des Erdgases, wird es höchstwahrscheinlich nicht geben.

4.6 Zusammenfassung

Bei der Untersuchung eines Wasserstoff-Pipelinesystems müssen neben dem Rohrleitungssystem auch die vor- und nachgelagerten Komponenten sowie die Kompressoren betrachtet werden.

Bei den vorgelagerten Komponenten sind die Wasserstoffherstellung, die Reinigung und die großtechnische Speicherung relevant. Die Herstellung erfolgt laut GermanHy [4] hauptsächlich mit Offshore-Windstrom-Elektrolyse und Braunkohlevergasung. Inklusive Verlusten müssen ca. 35 GW an Windstrom für 3700 Stunden pro Jahr zur Verfügung gestellt werden. Für die Wasserstoffherstellung aus Kohle werden etwa 170 Mio. Tonnen Braunkohle pro Jahr benötigt. Beim Reinheitsgrad müssen strenge Richtwerte eingehalten werden, um die Brennstoffzellen nicht zu beschädigen. So sind z.B. mehr als 5 ppm Sauerstoff nicht zulässig. Nach der Elektrolyse wird ein Deoxo-Reaktor eingesetzt, um den verbliebenen Sauerstoff in Wasser umzuwandeln, welches dann schließlich auskondensiert wird. Es bleibt weniger als 1 ppm Sauerstoff im Wasserstoff gelöst. Die Reinigung nach der Kohlevergasung ist schwieriger, weil mehrere Gase im Synthesegas vorhanden sind. Daher wird eine Druckwechseladsorption verwendet, um die notwendige Wasserstoffreinheit zu gewährleisten.

Wind hat ein stark ausgeprägtes saisonales Profil. So wird in den Wintermonaten überdurchschnittlich viel Strom erzeugt. Im Sommer liegt die produzierte Menge meist deutlich darunter. Der Verbrauch im Straßenverkehr ist hingegen weitgehend saisonunabhängig. Daher ist es erforderlich, den zunächst überschüssigen Wasserstoff zu speichern, bis die Produktion den Verbrauch nicht mehr allein decken kann. Dazu kommen Salzkavernen in Frage, nur sie besitzen die dafür notwendige Größe und Stabilität. Des Weiteren ist positiv, dass der Wasserstoff nach der Entnahme nicht erneut gereinigt werden muss. Dies wäre z.B. in ehemaligen Gasfeldern der Fall.

Konventionelle Rohrleitungen sind wasserstoffversprödungsgefährdet. Sie können daher nicht ohne nähere Untersuchungen verwendet werden. Neben der Materialzusammensetzung spielt die Betriebsweise eine wesentliche Rolle. Heutige Wasserstoffpipelines vermeiden dynamischen Betrieb, um die Langzeitstabilität nicht zu gefährden. Um eine zukünftige Pipeline dennoch dynamisch betreiben zu können, muss sie vor Versprödung geschützt werden. Neben nicht-gefährdeten Materialien, wie z.B. Kunststoffen, kann ein konventionel-

les Rohr auch beschichtet oder der Wasserstoff inhibiert werden. Es ist unklar, welche Schutzmethode optimal ist.

Bedingt durch Druckverluste während des Transports, müssen im Pipelinenetz Zwischenverdichter eingesetzt werden. Wie auch im Erdgasnetz eignen sich Radialverdichter am besten, weil sie sowohl vom Druckverhältnis, als auch den Durchsatzraten her im idealen Bereich liegen. Für Hochdruckkompressoren an Tankstellen eignen sie sich allerdings nicht.

Bei der Ausspeisung sind grundsätzlich drei Möglichkeiten denkbar: Neben dem direkten Anschluss der Senke an die Quelle, kann der Wasserstoff auch entspannt oder komprimiert werden. Für alle Möglichkeiten gibt es Beispiele. Die Entspannung ist im Erdgasnetz am häufigsten, weil der Druck für die meisten Verbraucher keinen Vorteil hat, sondern vielmehr ein Risiko darstellt. Da Wasserstofftankstellen allerdings einen hohen Druck benötigen und die Kompressoren in einem bestimmten Druckbereich arbeiten können, ist eine vorherige Entspannung nicht sinnvoll. Des Weiteren muss der Wasserstoff im Gegensatz zum Erdgasnetz nicht odorisiert werden, weil er nicht in Haushalten eingesetzt werden soll.

5 Transport- und Verteilungsnetze

Es gibt verschiedene Möglichkeiten, Tankstellen mit Wasserstoff zu versorgen, vgl. Abbildung 5.1. Neben der Anbindung der Tankstelle an ein Pipelinesystem kann der Wasserstoff auch on-site, d.h. vor Ort, hergestellt oder via Lkw angeliefert werden. Diese Konzepte stehen in Konkurrenz zueinander, ergänzen sich aber auch. Jede Form der Wasserstoffbereitstellung bietet Vor- und Nachteile. Für kurze Distanzen und kleine Durchsatzmengen bieten sich Lkw an, während für große Durchsatzmengen Pipelines besser geeignet sind. In diesem Kapitel wird untersucht, wann welche Alternative eingesetzt werden sollte, um die Kosten der Infrastruktur zu minimieren.

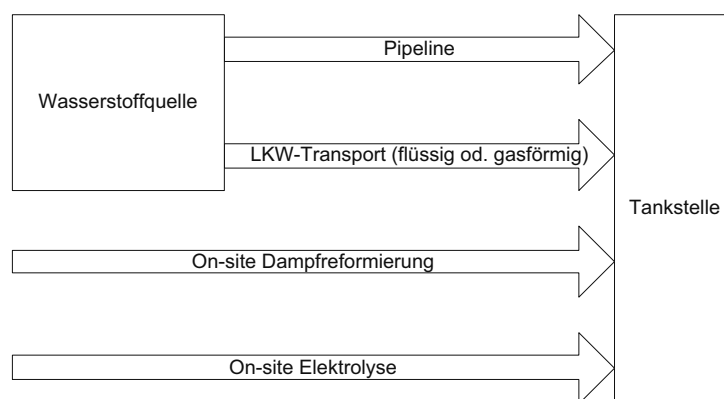


Abbildung 5.1: Möglichkeiten der Wasserstoffbereitstellung an einer Tankstelle

Der Anteil des gehandelten Wasserstoffs ist im Moment mit gut 2% an der gesamten Herstellung sehr gering [272]. Der Rest wird vor Ort hergestellt und verbraucht. Eine spezielle Infrastruktur wird heute nicht benötigt. Etwa 4% des weltweiten Wasserstoffs wird in Deutschland produziert [28]. Das sind aktuell ca. 2,5 Mio. Tonnen. Wenn die von GermanHy getroffenen Annahmen richtig sind, wird sich durch den Einsatz von Brennstoffzellenfahrzeugen die Wasserstoffmenge ceteris paribus bis 2050 etwa verdreifachen. Dies ist mengenmäßig zwar eine Herausforderung, führt aber insbesondere dazu, dass eine große Infrastruktur aufgebaut werden muss. Lkw-Transporte, sowohl flüssig als auch gasförmig, sind für diese Größenordnung nicht geeignet. Für die Markteinführung des Wasserstoffs und in Sonderfällen machen diese Alternativen u. U. Sinn, aber langfristig und im großen Maßstab sind sie nicht geeignet und werden daher in dieser Arbeit nur als Ergänzung untersucht.

Die Untersuchung, wann welche Transportmethode vorteilhafter ist, ist nicht neu. Diverse Autoren haben sich mit diesem Thema beschäftigt. Einen sehr transparenten und umfassenden Ansatz liefert [269]. In Abbildung 5.2 werden die Ergebnisse aufgeführt. Die Autoren kommen mit ihren Annahmen zu dem Schluss, dass Pipelines bei hohen Durchsätzen geeignet sind. Ab etwa 70 t/d sind sie immer am kostengünstigsten. Der Flüssigtransport ist über längere Strecken mit geringeren Durchsatzraten geeignet. So ist diese Möglichkeit z.B. bei einem Durchsatz von 10 t/d und mehr als 200 km Entfernung am kostengünstigsten. Liegt die Entfernung darunter, sind Pipelines günstiger. Mit steigendem Durchsatz vergrößert sich die Distanz, ab der der Wasserstoff flüssig transportiert werden sollte. Der Lkw-Transport von gasförmigem Wasserstoff ist schließlich bei kurzen Strecken und geringen

Umsatzmengen, d.h. weniger als 10 t/d, sinnvoll. Diese Ergebnisse kommen in ähnlicher Form auch unter anderen Annahmen vor. Diese Ansätze beschäftigen sich allerdings nur damit, wie eine Senke von der Produktion aus direkt versorgt werden soll. Mit dem in diesem Kapitel vorgestellten Hub-to-Hub-Konzept ist es grundsätzlich möglich, Tankstellen auch über Sekundärquellen zu versorgen. Eine Befüllung der Lkw findet in diesem Fall am Hub und nicht am Produktionsstandort statt. Dadurch verringert sich die Distanz und es werden weniger Lkw benötigt. Vorteilhaft ist diese Variante in Fällen, bei denen entlegene Tankstellen mit geringen Umsatzmengen versorgt werden müssen und ein Pipelineanschluss sich ökonomisch nicht vertreten lässt. Alternativ können diese Tankstellen auch auf Basis einer On-site-Produktion arbeiten.

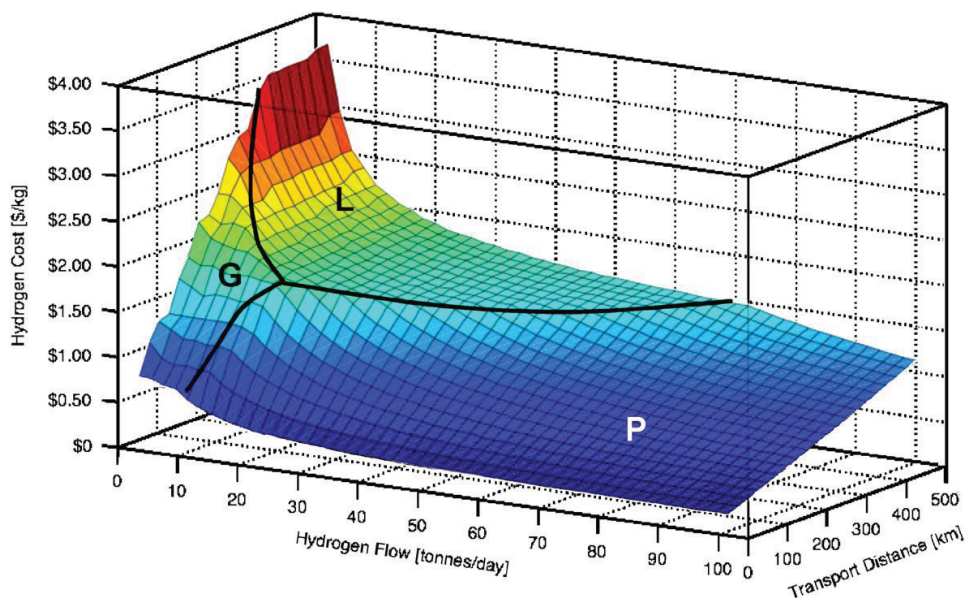


Abbildung 5.2: Minimale Transportkosten für Wasserstoff in Abhängigkeit von Massenfluss und Transportentfernung [269]
 Mit G = gasförmiger Transport via Lkw, L = flüssiger Transport via Lkw und
 P = gasförmiger Transport via Pipeline

5.1 Verteilung mit Rohrsystemen

5.1.1 Prinzipieller Netzaufbau

Die in dieser Arbeit untersuchte Infrastruktur ist schematisch in Abbildung 5.3 dargestellt. Drei unterschiedliche Bereitstellungspfade sind für die zukünftige Versorgung von Tankstellen relevant. Die On-site-Dampfpreformierung, die On-site-Elektrolyse und insbesondere das erweiterte Pipelinesystem. Für letzteres muss eine spezielle Pipelineinfrastruktur aufgebaut werden, deren wesentliche Komponenten in Kapitel 4 behandelt wurden. Die alternativen Versorgungsmöglichkeiten von Tankstellen mit Lkw und die On-site-Herstellung eignen sich, um das Pipelinesystem an bestimmten Stellen zu ergänzen bzw. zu entlasten.

Am Anfang eines Pipelinesystems steht die Einspeisung. Sie ist je nach Art der Quelle u. U. lokal beschränkt und kann nicht verändert werden. Dies wird in dieser Arbeit als ortsabhängig bezeichnet. Das Gegenteil ist die ortsunabhängige Einspeisung. Die Ortsabhängigkeit kann unterschiedlich stark ausgeprägt sein. Bei der Offshore-Windstrom-Elektrolyse und bei den Energiepflanzen liegt weniger eine feste lokale, sondern viel mehr eine ökonomische Beschränkung vor. So muss die Elektrolyse in Küstennähe erfolgen, weil mit zunehmendem Abstand zur Küste die Kosten für die Stromübertragung steigen und damit der Vorteil der Netzentlastung abnimmt. Bei Energiepflanzen verhält es sich ähnlich. Bedingt durch die relativ geringe Energiedichte, ca. 4 kWh pro kg trockenem Brennholz [273], kann das Material nicht über beliebig weite Entfernungen transportiert werden. Das gilt auch für Braunkohle, die stets in der Nähe der Abbaugelände genutzt wird. Eine reale, lokale Beschränkung liegt bei flüssig importiertem Wasserstoff und Überschusswasserstoff vor. Ein Hafen setzt stets einen Zugang zum Meer voraus und der Überschusswasserstoff ist an die Anlagen gebunden, bei denen er anfällt. Die ortsunabhängigen Herstellungsmöglichkeiten umfassen die Steinkohle und das Erdgas. Ortsunabhängig bedeutet in diesem Zusammenhang nicht, dass jeder Wasserstoffproduktionsort genau die gleichen Voraussetzungen und Kosten hat. Es liegt aber durch die hohe Energiedichte und die bereits vorhandene Infrastruktur kein zwingender Grund vor, sich auf eine bestimmte Region zu beschränken. Grundsätzlich kann daher der Ort der Einspeisung variiert werden. Dies ist z.B. für Süddeutschland interessant, das weder Zugang zur Küste noch größere Braunkohlevorkommen hat. Ein Pipelinesystem kann daher aus einem Verbund von Quellen oder auch aus unabhängigen Teilen bestehen. Kapitel 6 zeigt am Beispiel Deutschland wie eine Verbindung von Wasserstoffquellen und -senken aussehen könnte.

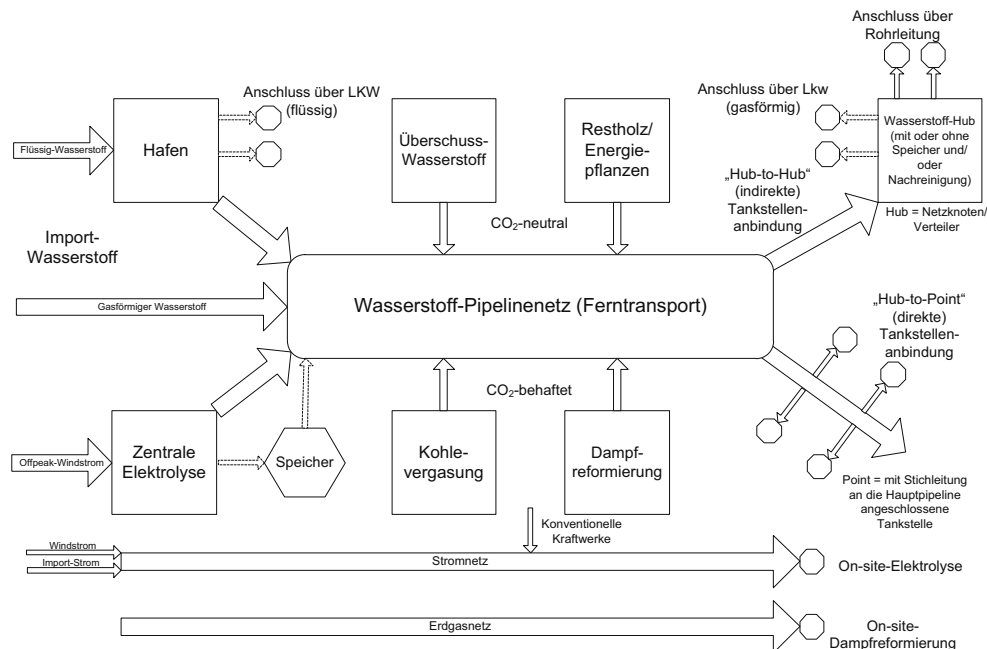


Abbildung 5.3: Schematischer Aufbau des Wasserstoffinfrastruktursystems

Die Anbindung der Tankstellen an das Pipelinesystem kann auf zwei unterschiedliche Weisen erfolgen. In Anlehnung an den Flugverkehr wird das erste Konzept als „Hub-to-Point“ und das zweite als „Hub-to-Hub“ bezeichnet. Mit diesen Bezeichnungen soll der Unterschied der Quantität von Quellen und Senken hervorgehoben werden.

Beim **Hub-to-Point-Konzept** werden die Tankstellen, in diesem Fall die Points, direkt an das Transmissionsrohr mit Stichleitungen angeschlossen, vgl. Abbildung 5.3. Eine klare Trennung zwischen Transmission und Distribution entfällt damit. Die Idee hinter diesem Konzept besteht darin, dass sich ein großes Transmissionsrohr immer weiter verästelt und der Rohrdurchmesser sich mit kleiner werdender Durchsatzmenge verjüngt. So wird jede Tankstelle über das Rohr direkt an die Quelle, in diesem Fall den Hub, angeschlossen.

Der Vorteil dieses Konzeptes besteht in dem sehr einfachen Prinzip, weil wenige Zwischenkomponenten, wie z.B. Kompressor- oder Drosselstationen, benötigt werden. Daraus ergeben sich insgesamt niedrigere Anfangsinvestitionskosten. Der Nachteil ist allerdings, dass die Tankstellen unterschiedliche Drücke erhalten und das Transmissionsrohr jeder Schwankung direkt ausgesetzt ist. Das gilt auch für die Tankstellen. Diejenigen, die direkt am Hauptrohr liegen, haben zusätzlich den Vorteil stets auf einem höheren Druckniveau versorgt zu werden, als solche, die weit entfernt sind, weil der Druck durch die Rohrreibung und die permanente Entnahme sinkt. Für die Betreiber ist es demnach wünschenswert, möglichst nah am Transmissionsrohr zu sitzen, weil so der höhere Druck gewährleistet wird und an der Tankstelle daher weniger Energie für die Kompression aufgewendet werden muss. Eine Tankstelle, die Wasserstoff bei 30 bar erhält, muss ca. 1 kWh/kg Wasserstoff mehr für die Kompression aufwenden als eine, die Wasserstoff bei 100 bar erhält. Bei einem Strompreis von 0,2 €/kWh ergäben sich damit variable Mehrkosten von ca. 0,2 € pro kg Wasserstoff. Eine Tankladung von fünf kg Wasserstoff würde daher den Betreiber einen Euro mehr kosten. Nach heutigen Maßstäben wären das etwa fünf Cent/l Benzin mehr. Inwieweit der Betreiber diese Kosten an den Kunden weitergeben kann, ist nicht klar, weil die Bevölkerung in Bezug auf Benzinpreise sehr sensitiv reagiert. Diese Situation ließe sich über eine Preisstaffelung lösen, bei der nicht nur nach Menge, sondern z.B. auch nach Druckniveau bezahlt würde. Schwieriger ist die Frage zu beantworten, ob das Rohrsystem für dieses Konzept geeignet ist. Schweißnähte sind besonders gegenüber Wasserstoffversprödung gefährdet und der direkte Anschluss erfordert besonders viele Schweißnähte. Darüber hinaus werden die Tankstellen erst nach und nach an das System angeschlossen, so dass beim Verlegen von Stichleitungen das Rohr, samt evtl. Beschichtung, an dieser Stelle geschwächt wird und nachbearbeitet werden muss. Während eine Stichleitung gelegt wird, muss das Rohr außerdem aus sicherheitstechnischen Gründen eine Zeit lang außer Betrieb genommen werden, sofern nicht eine Möglichkeit gefunden wird, den Verbindungsprozess bei laufendem Betrieb vorzunehmen. Schließlich können keine Inhibitoren und geschmierten Kompressoren verwendet werden, weil die Verunreinigungen im Wasserstoff an der Tankstelle selbst entfernt werden müssten. Dies ist mit hohem Aufwand verbunden, weshalb diese Kombination mit hoher Wahrscheinlichkeit technisch nicht sinnvoll umzusetzen ist. Die Vor- und Nachteile dieses Konzeptes werden in Tabelle 5.1 zusammengefasst.

Tabelle 5.1: Vor- und Nachteile eines Hub-to-Point-Systems

Vorteil	Nachteil
Einfacher Systemaufbau	Hohe Anforderungen an Tankstellen
Wenige Kompressor-/Drosselstationen notwendig	Außerbetriebnahme/ Hoher Aufwand, wenn neue Tankstelle angeschlossen wird
	Hohe Druckschwankungen im Rohr
Geringe Anfangsinvestition	Schwächung des Rohrs durch Stichleitung und aufwändige Nachbearbeitung
	Keine Inhibitoren und geschmierten Kompressoren verwendbar

Alternativ können Tankstellen über das **Hub-to-Hub-Konzept** angeschlossen werden, vgl. Abbildung 5.3. Es handelt sich dabei um einen indirekten Anschluss. Die Tankstellen werden nicht mit Stichleitungen direkt an das Transmissionsrohr angeschlossen, sondern über einen Knotenpunkt. Dieser wird im Folgenden wie die Quellen ebenfalls als Hub bezeichnet, weil es sich um eine Art „Sekundärquelle“ handelt, die den Wasserstoff nicht verbraucht, sondern nur weiterleitet. Ein Hub ist eine Station, die über einen Anschluss des Transmissionsrohrs verfügt und in das Distributionsnetz einspeist. Darüber hinaus können je nach Bedarf Kompressoren, Drosseln, Turbinen, Reinigungsapparaturen, Regelungseinheiten und technische Speicher installiert werden. Das Transmissionsnetz wird in diesem Konzept klar vom Distributionsnetz getrennt. Der Realisierungsaufwand und damit die Anfangsinvestition vergrößern sich, aber es ergeben sich auch einige Vorteile. Durch das Zwischenschalten eines Hubs, können Druckschwankungen gepuffert werden. Dadurch werden sowohl die Pipeline als auch die Tankstelle entlastet. Des Weiteren ist es möglich, eine Nachreinigung vorzunehmen. Diese ist erforderlich, wenn entweder Inhibitoren eingesetzt werden, die die Brennstoffzellen nicht vertragen, oder wenn geschmierte Kompressoren verwendet werden, vgl. Kapitel 4. In beiden Fällen müsste nur das Distributionsnetz hochreinen Wasserstoff transportieren. Daher könnten im Transmissionsnetz auch andere Materialien verwendet werden als im Distributionsnetz. Ein weiterer Vorteil besteht darin, dass es weniger Anschlüsse an das Transmissionsrohr gibt. Statt mehreren Tausend Tankstellen müsste z.B. nur in jedem Landkreis eine Ausspeisung vorgenommen werden. Das Transmissionsrohr würde weit weniger belastet. Schließlich kann der Hub auch als Abfüllstation genutzt werden, um Lkw mit Wasserstoff zu füllen, die dann Gegenden beliefern, die nicht wirtschaftlich mit einem Rohrleitungssystem anzuschließen sind.

Ideal wäre ein Hub, der als Kompressorstation genutzt werden kann, die Möglichkeit besitzt, Wasserstoff bei Bedarf nachzureinigen, und über einen technischen Speicher verfügt. Mit einem Speicher, z.B. einem Kugel- oder Röhrenspeicher, können Schwankungen und je nach Größe sogar kurzzeitige Nachfrageüberschüsse ausgeglichen werden. Der Nachteil dieses Systems besteht darin, dass sehr viele komplexe Anlagen zusätzlich gebaut werden müssten, die im anderen Fall nicht möglich, aber auch nicht erforderlich wären. Darüber hinaus werden mehr Rohre benötigt, weil die Anbindung einer Tankstelle stets über einen Hub läuft, auch wenn die Tankstelle in unmittelbarer Nähe der Transmissionsleitung liegt. Schließlich haben die Hubs auch einen oberirdischen Platzbedarf, im Gegensatz zum Hub-to-Point-Konzept, wo nahezu alle relevanten Komponenten unter der Erde liegen.

Tabelle 5.2: Vor- und Nachteile eines Hub-to-Hub-Systems im Vergleich zu Hub-to-Point

Vorteil	Nachteil
Entlastung von Tankstellen und Transmissionsrohr, da weniger dynamische Belastung	Komplexeres System mit aufwändigeren Komponenten
Nachreinigung möglich	Längere Rohrleitungen
Geringerer Aufwand beim Anschluss neuer Tankstellen	Höhere Anfangsinvestition
Befüllen von Lkw zur Versorgung entlegener Gegenden	Größerer Platzbedarf
Drosselung und Kompression möglich	
Keine Schwächung des Transmissionsrohrs durch Stichleitungen	
Keine Kompressoren im Distributionsnetz erforderlich	
Unterschiedliche Materialien in Transmissions- und Distributionsnetz möglich	

Ein weiterer, interessanter Vorteil des Hub-to-Hub-Konzeptes wäre, dass anfangs Dampfreformer an den Hubs installiert werden könnten. Das Distributionsnetz könnte daher zuerst gebaut werden. Sobald der Marktanteil groß genug wäre, könnte die Wasserstofftransmissionsleitung gebaut werden, an die dann alle Hubs angeschlossen würden. Die Transmissionsleitung würde daher erst gebaut, nachdem sich ein Teil des Distributionsnetzes etabliert hat. Dadurch müssten die sehr hohen Anfangsinvestitionen erst dann getätigt werden, wenn ein gewisser Wasserstoffabsatz bereits vorhanden ist. Dieses Einführungsszenario bedarf einer weitergehenden, separaten Untersuchung, die im Rahmen dieser Arbeit nicht erfolgen kann. Nachfolgende Arbeiten könnten dieses Szenario auf ihre technische und wirtschaftliche Umsetzung hin untersuchen.

Der Vergleich von Tabelle 5.1 und Tabelle 5.2 zeigt, dass das Hub-to-Hub-Konzept unter den gegebenen Bedingungen und Annahmen vorteilhafter ist. Dieses Konzept wird daher im Weiteren als Grundlage verwendet. Bei veränderten Rahmenbedingungen, die das Hub-to-Point-Konzept besser werden lassen, muss die Bewertung überarbeitet werden.

5.1.2 Druckverluste in Abhängigkeit der Auslegung

Um die Druckverluste in einem Rohrleitungssystem zu bestimmen, muss immer zuerst die Reynoldszahl ermittelt werden, weil es wichtig ist zu wissen, ob eine laminare oder turbulente Strömung vorliegt. Die Reynoldszahl hängt direkt von der Geometrie, der Geschwindigkeit, der Dichte und der dynamischen Viskosität ab, vgl. Kapitel 3. Die Druckverluste werden daher nur indirekt vom Druck des Systems beeinflusst. Die Geschwindigkeit liegt bei konventionellen Rohren in der Regel bei 10 bis 20 m/s. Der Druckbereich wird in dieser Arbeit mit 30 bis 100 bar angesetzt, um eine Leitungsatmung als potenziellen Speicher/Puffer zu berücksichtigen. Damit ergibt sich eine Bandbreite, in der sich die Reynoldszahl bewegt, vgl. Abbildung 5.4.

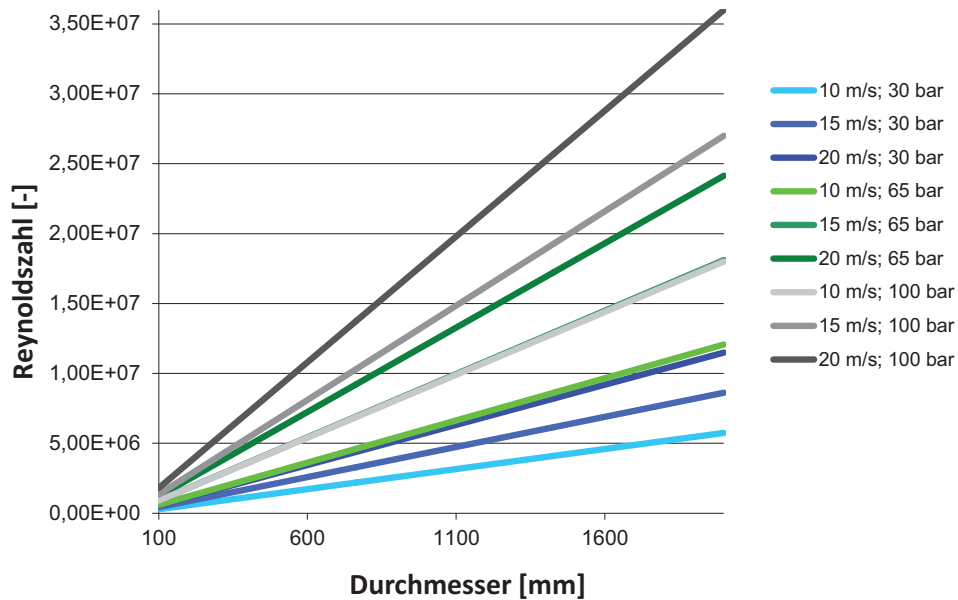


Abbildung 5.4: Reynoldszahl abhängig vom Durchmesser für verschiedene Druckniveaus und Geschwindigkeiten; Daten aus [43]

Eine Reynoldszahl größer 2320 bedeutet, dass eine turbulente Strömung vorliegt. Im betrachteten System ist diese Bedingung immer erfüllt. Das liegt insbesondere an der äußerst niedrigen dynamischen Viskosität, vgl. Tabelle 5.3.

Tabelle 5.3: Dichte und dynamische Viskosität bei 12°C abhängig vom Druck
Daten aus [43]

Druck [bar]	Dichte [kg/m ³]	Dynamische Viskosität [Pa*s]
30	2,5053	8,72*10 ⁻⁶
65	5,3152	8,81*10 ⁻⁶
100	8,0068	8,9*10 ⁻⁶

Hohe Drücke und hohe Geschwindigkeiten erhöhen den Durchsatz. Dadurch kann bei gleichem Pipelinedurchmesser mehr Wasserstoff transportiert werden, vgl. Abbildung 5.5. Dies führt allerdings dazu, dass die Strömung sich reibungstechnisch in immer ungünstigere Bereiche bewegt und die Druckverluste steigen.

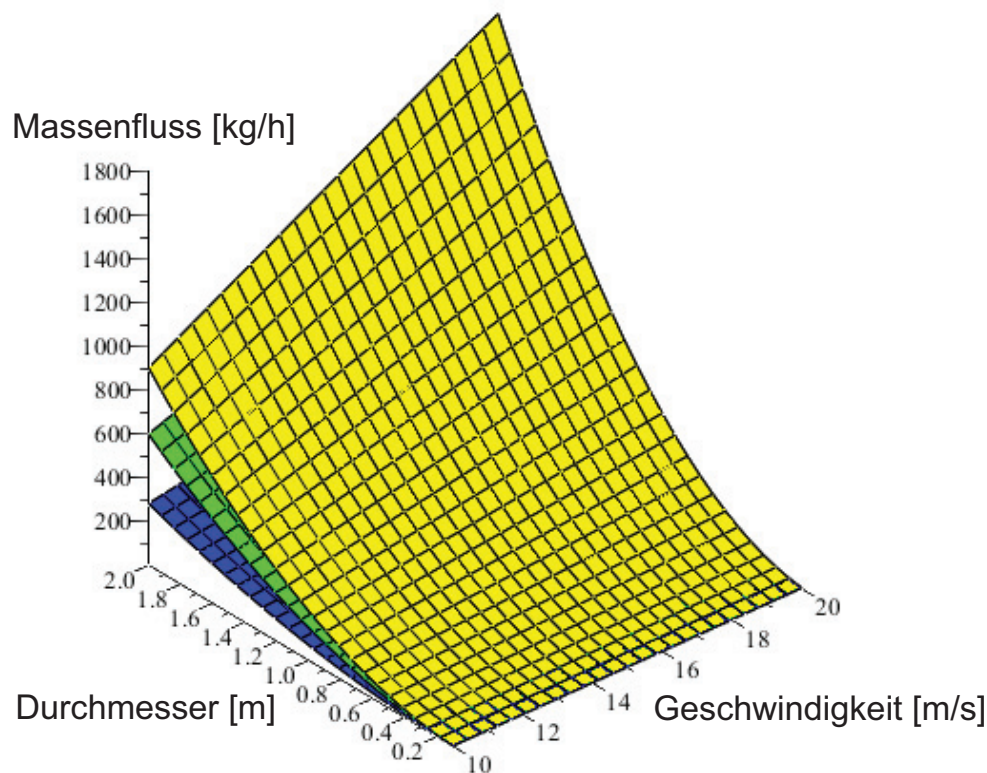


Abbildung 5.5: Massenfluss abhängig von Durchmesser, Geschwindigkeit und Druck
gelb: 100 bar, grün: 65 bar, blau: 30 bar.

Turbulente Strömungen teilen sich in drei verschiedene Gebiete auf. In Rohrleitungssystemen wird in diesem Zusammenhang von hydraulisch glatt und hydraulisch rau gesprochen. Der Bereich dazwischen wird als Übergangsbereich bezeichnet, vgl. Kapitel 3. Neben der Reynoldszahl geht als Variable auch die Wandraugigkeit k ein. Sie entspricht der Höhe der Unregelmäßigkeiten in der Oberflächenstruktur der Rohrwand und wird in mm oder μm angegeben, vgl. [105, S. 201].

Die Diagramme in Abbildung 5.6 zeigen die Bereiche, in denen sich die Rohrströmungen in Abhängigkeit von der Wandraugigkeit befinden. Im oberen Diagramm ist der hydraulisch glatte Bereich aufgeführt, d.h. dass alle Werte rechts der jeweiligen roten Geraden bei dieser Wandraugigkeit hydraulisch glatt sind. Zu erkennen ist, dass bei Wandraugigkeiten von $k = 0,1$ und 1 der gesamte Bereich im Übergangsbereich bzw. im hydraulisch rauhen Gebiet liegt, während bei einer Wandraugigkeit von $0,001$ der gesamte Betriebsbereich als hydraulisch glatt anzusehen ist. Entsprechend umgekehrt verhält es sich im unteren Bild von Abbildung 5.6. Alles links der roten Geraden ist hydraulisch rau und alles rechts davon befindet sich entweder im Übergangsbereich oder ist hydraulisch glatt.

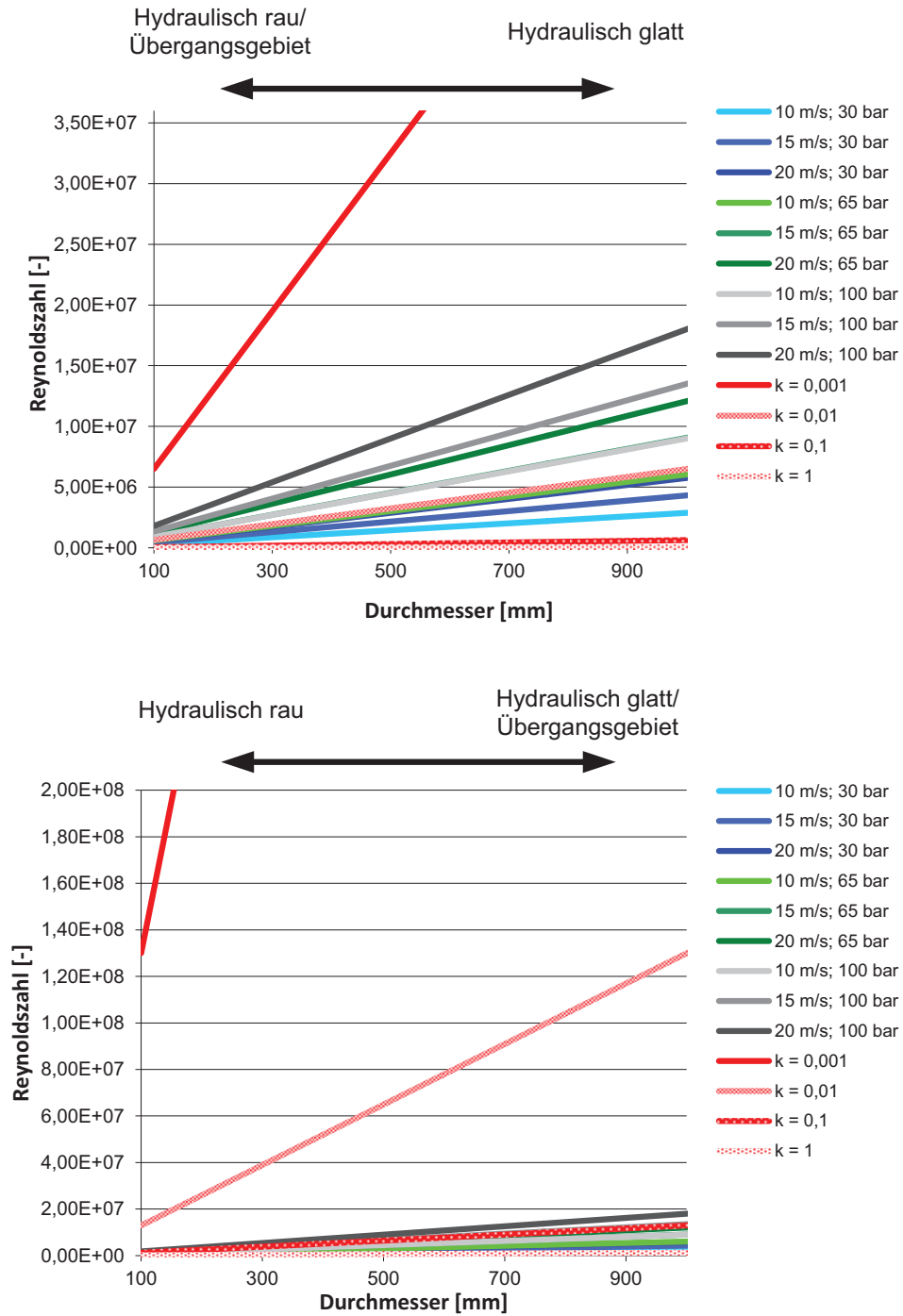


Abbildung 5.6: Turbulenzgebiete abh. von der Wandrauigkeit
Oben: hydraulisch glatt, Unten: hydraulisch rau

Es liegt eine starke Abhängigkeit von der Wandrauigkeit k vor, vgl. Kapitel 3. Diese hängt vom Material, der Fertigung und der Alterung ab. Tabelle 5.4 gibt einen Überblick mit typischen Anhaltswerten.

Tabelle 5.4: Anhaltswerte für Wandrauigkeiten [103, B49; 105, S. 201]

Werkstoff & Rohrart	Zustand der Rohre	Wandrauigkeit k [mm]
neue, gezogene und gepresste Rohre aus Cu, Bronze, Al, sonstigen Leichtmetallen und Kunststoff	technisch glatt	0,001 – 0,0015
Kunststoffrohr	technisch glatt	0,005
neuer Gummidruckschlauch	technisch glatt	ca. 0,0016
Glas	technisch glatt	0,001 – 0,005
unglasierte Keramik		0,7 – 1
Rohre aus Gusseisen	neu, handelsüblich	0,25 – 0,5
	angerostet	1,0 – 1,5
	verkrustet	1,5 – 5,0
neue nahtlose Stahlrohre, gewalzt oder gezogen	mit Walzhaut	0,02 – 0,06
	gebeizt	0,03 – 0,04
	bei engen Rohren	– 0,1
längsgeschweißte Rohre	mit Walzhaut	0,04 – 0,1
neue Stahlrohre mit Überzug	Metallspritzüberzug	0,08 – 0,09
	tauchverzinkt	0,07 – 0,1
	handelsüblich verzinkt	0,1 – 0,16
	bitumiert	ca. 0,05
	zementiert	ca. 0,18
	galvanisiert	ca. 0,008
gebrauchte Stahlrohre	gleichmäßige Rostnaben	ca. 0,15
	leichte Verkrustung	0,15 – 0,4
	mittlere Verkrustung	ca. 1,5
	starke Verkrustung	2,0 – 4,0
Mittelwert für Rohrstrecken	ohne Stöße	0,2
	mit Stößen	2,0

Die Druckverluste sind von Druck, Geschwindigkeit und Durchmesser abhängig, vgl. Abbildung 5.7. Je nach Durchfluss und Größe des Rohrs resultieren unterschiedliche Druckverluste. Sie liegen zwischen $9 \cdot 10^{-3}$ bar/km, bei 30 bar, DN2000 und 10 m/s, und 2 bar/km, bei 100 bar, DN100 und 20 m/s. Der letztere Fall ist für ein Transmissionsnetz auszuschließen, weil das System so hohe Druckverluste hätte, dass der Wasserstoff nicht von einem Hub zum nächsten transportiert werden könnte. In den weiteren Kapiteln wird das Rohr auf einen Nenndruck von 100 bar ausgelegt. Der mittlere Druck wird bei 65 bar liegen und die Geschwindigkeit bei 15 m/s.

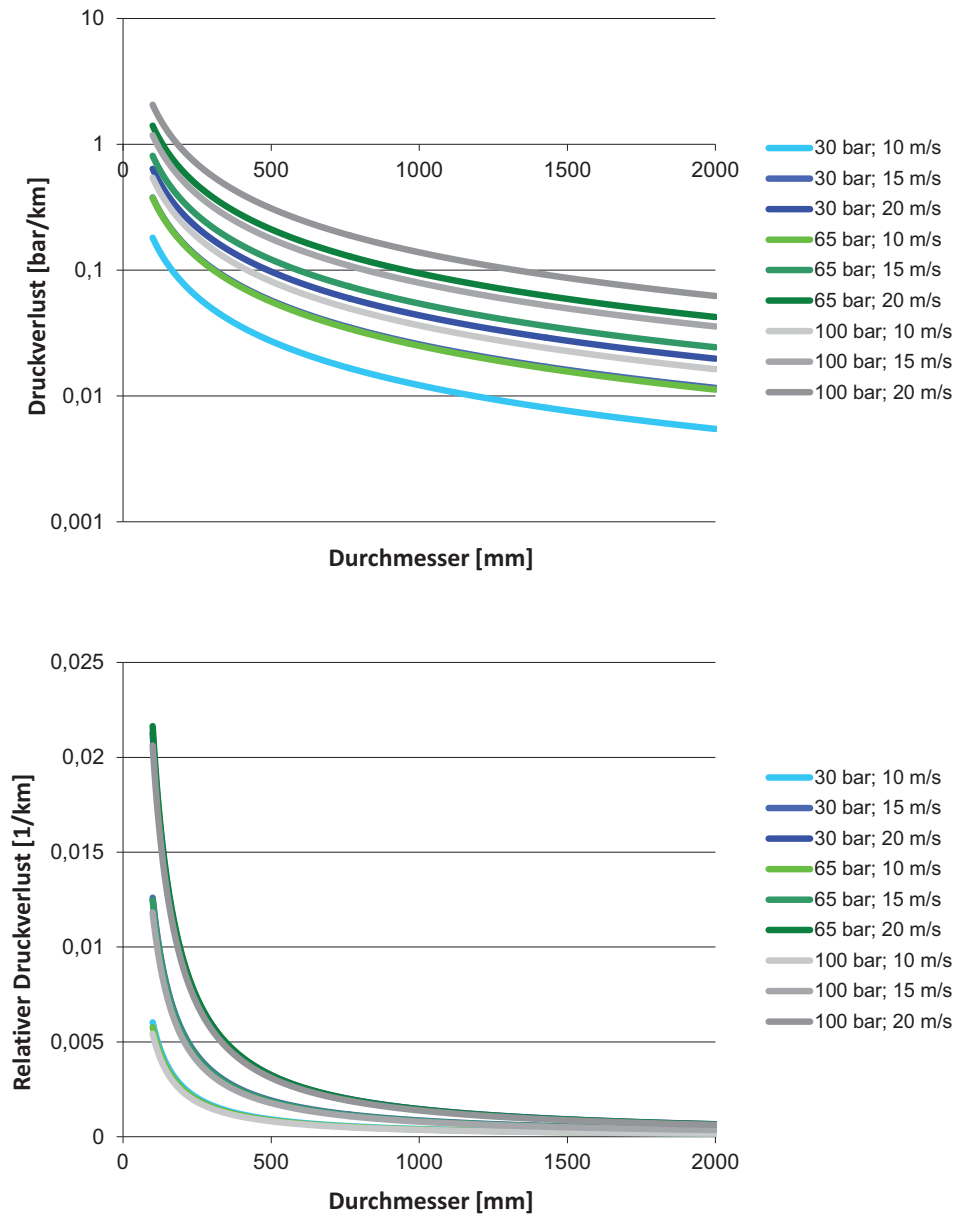


Abbildung 5.7: Druckverlust abhängig von Druck, Durchmesser und Geschwindigkeit
Oben: absoluter Druckverlust [bar/km], Unten: relativer Druckverlust [1/km]

5.1.3 Anschluss der Tankstellen an das Distributionsnetz

Beim Hub-to-Hub-Konzept wird eine Tankstelle über ein Distributionsrohr vom Hub aus mit Wasserstoff versorgt. Bei großen Mengen ist ein Pipelinesystem fast immer am kostengünstigsten, vgl. Abbildung 5.2. Ob eine oder mehrere entlegene Tankstellen an das Netz angeschlossen werden, ist daher interessant. Mehrere Tankstellen können zu einem virtuellen Verteilpunkt zusammengefasst werden, wenn der Abstand untereinander als klein im Verhältnis zum Hub anzusehen ist, vgl. Abbildung 5.8. An diesem Verteilpunkt wird die benötigte Menge an Wasserstoff zusammengefasst, der vom Distributionsrohr geliefert werden muss. Was genau als „klein“ anzusehen ist und welche Tankstellen miteinbezogen werden, kann analytisch nicht ermittelt werden, sondern muss für jeden Einzelfall separat betrachtet werden.

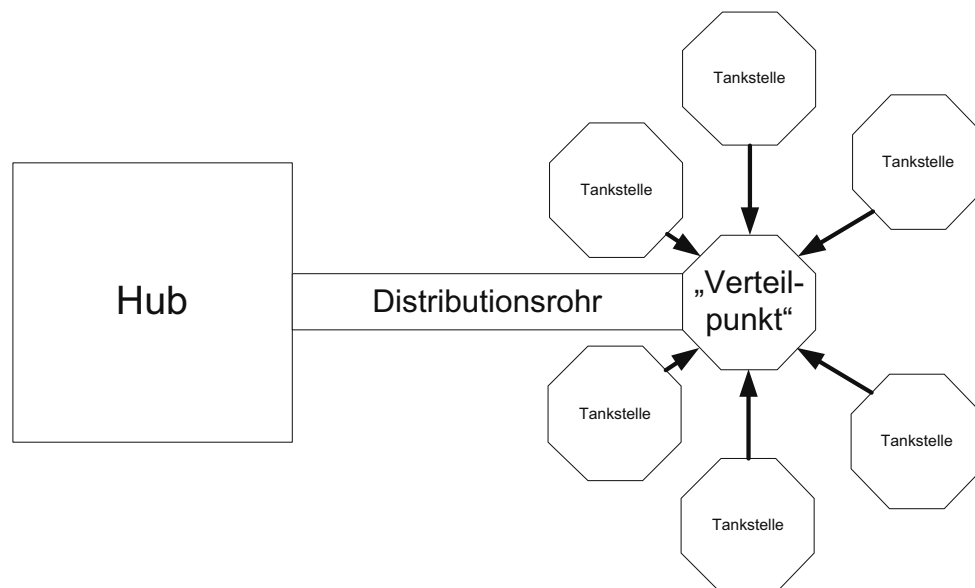


Abbildung 5.8: Anschluss von Tankstellen über ein Distributionsnetz

Für Distributionsleitungen stellt ein Durchmesser von 100 mm die minimale, sinnvolle Größe dar [274]. Rohrleitungsdurchmesser darunter eignen sich nur für kleinere Anschlüsse innerhalb von Werken, Hausanschlüssen oder ähnlichem. Die Verbindung vom Distributionsrohr zur Tankstelle kann evtl. mit kleineren Leitungen erfolgen. Weil es sich bei diesen Stichleitungen aber nur um wenige Meter vom Rohr zur Tankstelle handelt, werden sie in dieser Arbeit vernachlässigt. In Abhängigkeit vom Druckniveau und Durchmesser ergibt sich bei einer Geschwindigkeit von 10 m/s ein Massenfluss, mit dem der Verteilpunkt versorgt werden kann, vgl. Abbildung 5.9.

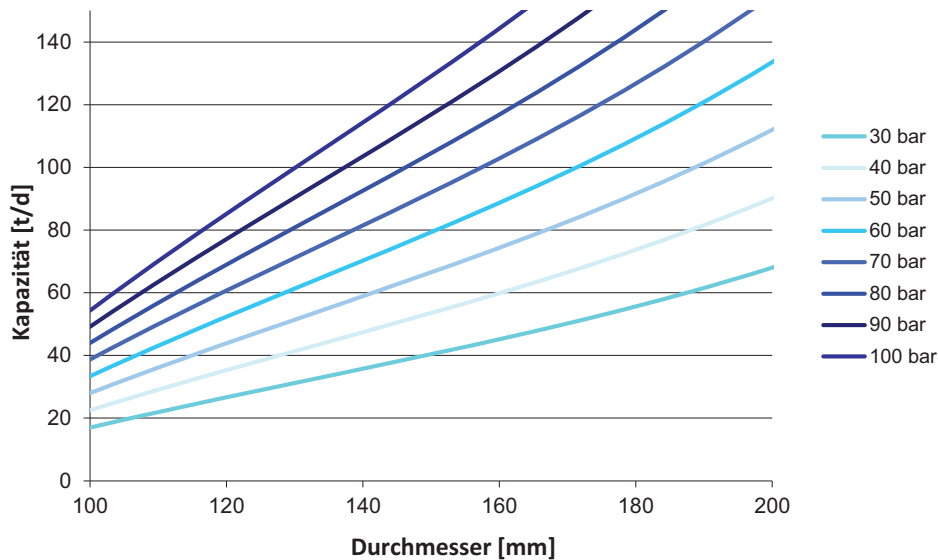


Abbildung 5.9: Massenfluss in Abhängigkeit von Durchmesser und Druck; Daten aus [43]

Für den Massenfluss gilt:

Formel 52

$$\dot{m} = v \cdot \rho \cdot \pi \cdot \frac{D^2}{4}$$

Die Dichte ρ ist abhängig von der Temperatur und vom Druck. In Abbildung 5.9 wird eine Temperatur von 12°C angenommen, die der durchschnittlichen mitteleuropäischen Bodentemperatur entspricht [275, 276]. Diese Temperatur wird auch für weitere Rechnungen verwendet. Der Durchmesser D wird zwischen 100 und 200 mm variiert. Die Geschwindigkeit v liegt in den meisten Rohrsystemen bei 10 – 20 m/s. Mit steigender Geschwindigkeit nimmt der Massenfluss zu, vgl. Formel 52. Dafür steigen allerdings auch die Druckverluste. In diesem Abschnitt wird mit einer Geschwindigkeit von 10 m/s gerechnet, um eine Abschätzung nach unten zu ermöglichen. Selbst beim minimalen Durchmesser von 100 mm und dem Mindestdruck von 30 bar kann ein Distributionsrohr etwa 17 Tonnen Wasserstoff pro Tag transportieren, was ausreichend ist, um 11 durchschnittliche Tankstellen zu versorgen. Weil ein Distributionsrohr nicht unterhalb von 100 mm Durchmesser gebaut wird, sind die spezifischen Investitionskosten bis zu einem Absatz von 17 Tonnen am Tag konstant und nehmen dann linear zu, vgl. Abbildung 5.10.

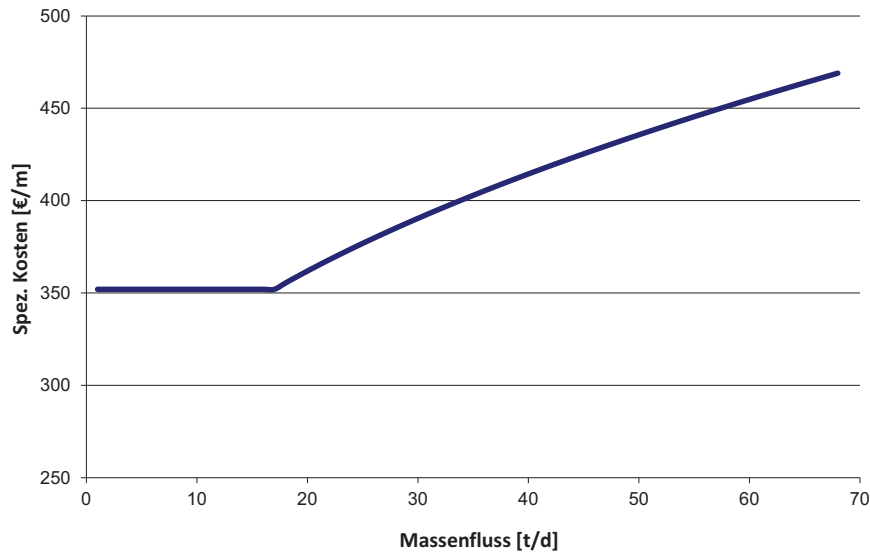


Abbildung 5.10: Mittlere, spezifische Investitionskosten eines Distributionsrohrs in Abhängigkeit vom Massenfluss

Die Kosten aus Abbildung 5.10 werden mit der Entfernung multipliziert, für die ebenfalls näherungsweise ein lineares Verhalten angenommen wird, vgl. Abbildung 5.11. Auf der Z-Achse sind die resultierenden Investitionskosten [€] angegeben.

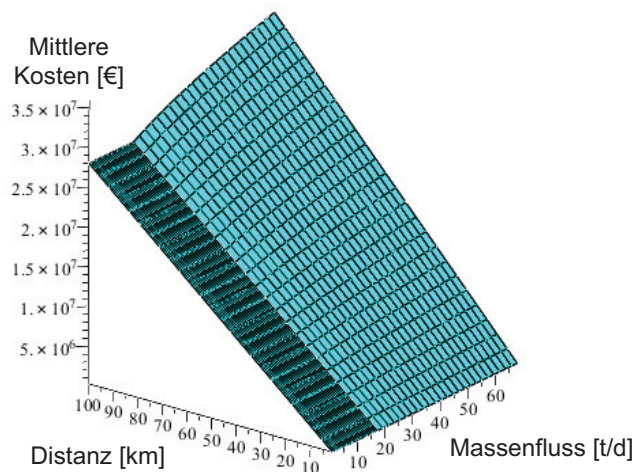


Abbildung 5.11: Mittlere Kosten eines Distributionsrohrs in Abhängigkeit von Massenfluss und Distanz

Abbildung 5.11 zeigt, dass die gesamten Investitionskosten weniger vom Massenfluss, als viel mehr von der Distanz abhängen. Für einen Vergleich mit anderen Möglichkeiten, Wasserstoff an der Tankstelle bereitzustellen, ist es erforderlich, die Kosten je Tonne zu berechnen. Die Kosten setzen sich aus den Kapitalkosten und den laufenden Kosten für Wartung und Instandhaltung etc. zusammen. Letztere werden pauschal mit einem bestimmten Prozentsatz der Anfangsinvestition pro Jahr veranschlagt. Als realistisch sind 4 – 5% anzunehmen [269, 274]. Unter der Annahme, dass für eine Pipeline ein Amortisationszeitraum von 40 Jahren und ein Kapitalkostensatz von 10% gilt, ergeben sich massen- und distanzabhängige Kosten, vgl. Abbildung 5.12.

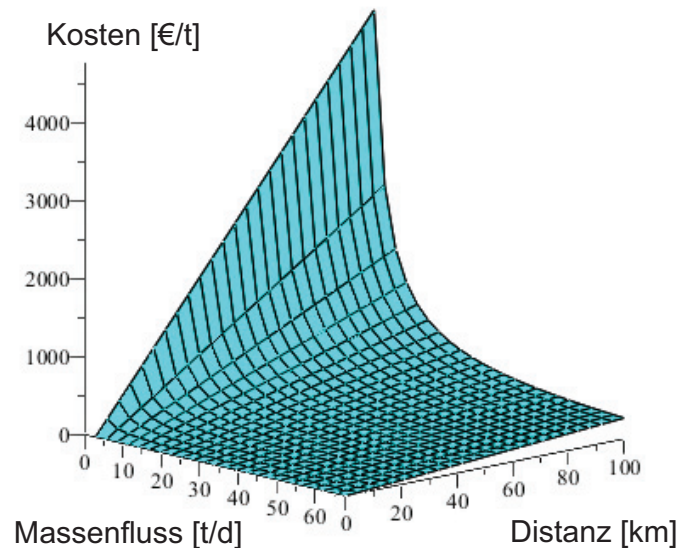


Abbildung 5.12: Massenflussspezifische Wasserstoffdistributionskosten

Die gesamten Investitionskosten erhöhen sich mit steigendem Durchmesser nur leicht, während die spezifischen Kosten mit zunehmendem Massenfluss stark abfallen, vgl. Abbildung 5.12. Die Kosten auf der Z-Achse [€/t] resultieren aus dem Produkt von Massenfluss und Distanz. Bei einem täglichen Absatz von zwei Tonnen über eine Entfernung von 10 km würden sich Kosten von ca. 0,7 €/kg Wasserstoff ergeben. Bei einem täglichen Durchsatz von 60 Tonnen würden sich dagegen über die gleiche Strecke Kosten in Höhe von 0,03 €/kg ergeben. Der bereits in Abbildung 5.2 dargestellte Effekt, dass sich größere Durchsätze positiv auf die spezifischen Kosten auswirken, wird in Abbildung 5.12 noch einmal unterstrichen. Über längere Distanzen sind geringe Durchsatzraten von wenigen Tonnen pro Tag mit einem Pipelinesystem nicht sinnvoll zu realisieren. So würde bei einem Absatz von einer Tonne Wasserstoff pro Tag über 100 km ein Preis von knapp 15 €/kg Wasserstoff resultieren. Dies wäre ein Vielfaches der Kosten für Herstellung, Transmission und Tankstelle zusammenge-

nommen. Wo genau die wirtschaftliche Grenze bei der Feinverteilung liegt, wird im Folgenden untersucht.

5.2 Alternative Versorgungskonzepte

Neben dem Anschluss an ein Rohr kann eine Tankstelle auch mit Lkw versorgt werden oder den Wasserstoff vor Ort herstellen. Dies ist vom Prinzip her sehr einfach, weil auf die bestehende Infrastruktur zurückgegriffen werden kann. Dazu zählen das Erdgas- oder Stromnetz bei der On-site-Produktion und das Straßennetz beim Lkw-Transport. Der Bau einer wasserstoffspezifischen Infrastruktur ist in diesem Fall nicht erforderlich. Diese Alternativen wirken daher zunächst vorteilhaft, weil sie weniger aufwändig sind. Allerdings haben sie andere Nachteile. So können kleine Anlagen nicht von der Kostendegression profitieren, weil die spezifischen Kosten mit sinkender Anlagenleistung zunehmen, vgl. Abbildung 5.13.

Ein On-site-Dampfreformer für eine Tankstelle müsste eine tägliche Kapazität von ca. 1500 kg/d haben und würde inkl. Katalyse und Druckwechseladsorption ca. 1500 \$/kW H₂ kosten, was etwa 1200 €/kW entspricht, vgl. Abbildung 5.13. Seine Leistung entspräche minimal 2100 kW_{H₂}³³. Die Kosten würden entsprechend bei etwa 2,5 Mio. € liegen. Dies setzt allerdings voraus, dass der Dampfreformer 24 h am Tag läuft. Bei einer geringeren Auslastung würden die Kapitalkosten steigen. Gleiches gilt auch für die Elektrolyse, deren Investitionskosten bei einer Produktionsmenge unterhalb von 10 Tonnen Wasserstoff pro Tag geringer sind, vgl. Abbildung 5.13. Sie verwendet allerdings Strom, der wesentlich teurer ist als Erdgas. Die kWh Erdgas kostet für den normalen Verbraucher ca. 0,08 € [277] und die kWh Strom ca. 0,25 €. Der Wirkungsgrad ist bei kleineren Anlagen ebenfalls niedriger. So schwankt er bei der Dampfreformierung zwischen 70 und 80% [278] und bei der Elektrolyse zwischen 50 und 70% [279]. Allerdings sind die Betriebsweise und die Materialien wesentlich wichtiger als die Größe selbst, weil Elektrolyseure modular aufgebaut sind.

³³ $1500 \text{ kg H}_2/\text{d} * 33,3 \text{ kWh/kg H}_2 * 1/(24 \text{ h/d}) \approx 2100 \text{ kW}_{\text{H}_2}$

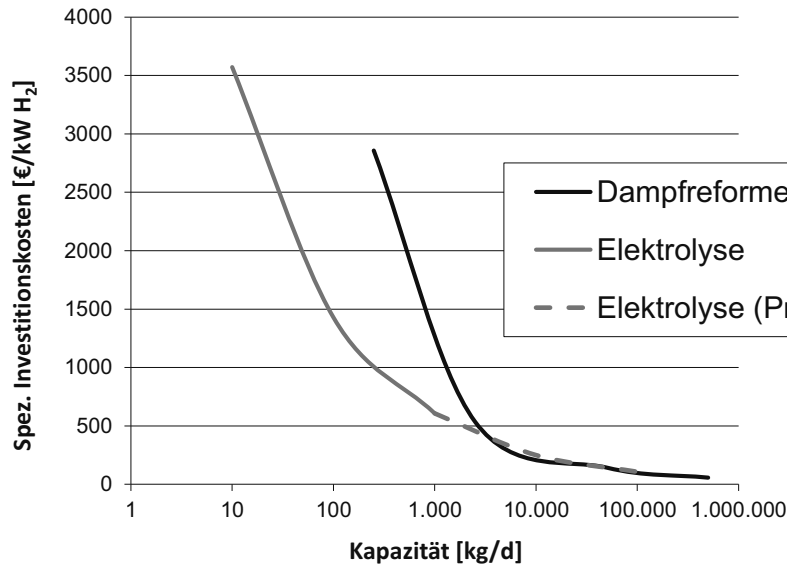


Abbildung 5.13: Spezifische Investitionskosten von Dampfreformern [278] und Elektrolyseuren [279]³⁴ abhängig von der Kapazität

Neben den hohen Investitionskosten stellt eine Vollversorgung des Straßenverkehrs mit Wasserstoff auch die vorhandene Infrastruktur vor eine Herausforderung. Gasleitungen, Stromkabel und Straßen werden verstärkt in Anspruch genommen. Das ist bei den benötigten Mengen an Wasserstoff höchst wahrscheinlich nicht ohne weitere Investitionen zu bewerkstelligen. So müsste das Erdgasnetz bei einer oben betrachteten Tankstelle ca. 6000 – 7800 Nm³ Erdgas pro Tag zur Verfügung stellen³⁵. Im Vergleich dazu benötigt ein deutscher Haushalt im Durchschnitt 1800 – 2200 Nm³/a, vgl. [280]. Eine Tankstelle verbraucht demnach an einem Tag so viel wie drei durchschnittliche Haushalte in einem Jahr. Eine ähnliche Herausforderung stellt sich bei der On-site-Elektrolyse. Abhängig vom Wirkungsgrad würde sich ein Stromverbrauch zwischen 65.000 und 85.000 kWh/d ergeben. Der durchschnittliche Verbrauch eines Drei-Personen-Haushalts liegt bei ca. 2000 kWh/a [281]. Damit benötigt eine On-site-Tankstelle am Tag ca. das 30 – 40fache eines durchschnittlichen Haushaltes und über das Jahr insgesamt so viel wie 11.000 – 15.000 Haushalte, was dem Verbrauch einer Kleinstadt entspricht.

Die Belieferung der Tankstellen via Lkw kann auf zwei Weisen erfolgen. Ein moderner Lkw mit Gasflaschen arbeitet bei Druckdifferenzen von etwa 30 bis 200 bar und kann so bis zu 540 kg Wasserstoff transportieren, wovon allerdings etwa 80 kg als Kissengas nicht genutzt werden können [282]. Mit jeder Lieferung können 300 – 450 kg Wasserstoff transportiert werden. Seine Anschaffungskosten liegen bei ca. 300.000 \$, was etwa 220.000 € entspricht [269]. Ein Flüssigwasserstoff-Lkw hat im Vergleich dazu eine Kapazität ca. 4.000 kg. Die

³⁴ Werte oberhalb von 1000 kg/d sind Abschätzungen dieser Arbeit, weil heute in der Regel keine größeren Elektrolyseure hergestellt werden.

³⁵ Annahmen: Wirkungsgrad 70%; Heizwert Erdgas 8 – 10 kWh/Nm³.

Anschaffungskosten betragen etwa 800.000 \$, also knapp 600.000 € [269]. Zur Versorgung einer Wasserstofftankstelle ist viermal bis fünfmal am Tag ein Lkw mit gasförmigem Wasserstoff oder alle drei Tage ein Flüssigwasserstoff-Lkw erforderlich. Eine heutige, konventionelle Tankstelle wird zum Vergleich alle drei bis vier Tage angefahren. In Tabelle 5.5 wird der Vergleich von On-site-Produktion und Lkw-Transport zur Versorgung einer Tankstelle mit 1500 kg Wasserstoffbedarf pro Tag zusammengefasst. Zu beachten ist, dass es sich bei der On-site-Produktion nur um die Herstellungskomponenten und nicht die Peripherie, wie Kompressoren etc., handelt. Des Weiteren hängt die Art des Lkw-Transports davon ab, wie weit die Tankstelle von der Quelle entfernt ist. Bei der Verflüssigung müssen weniger Lkw angeschafft sowie Treibstoff und Fahrer bezahlt werden. Heute wird die Grenze, wann flüssiger oder gasförmiger Wasserstoff transportiert wird, rein ökonomisch gezogen. Sie liegt bei ca. 120 bis 150 km Entfernung [283].

Tabelle 5.5: Vergleich von On-site-Produktion und Lkw-Transport

	Energieverbrauch	Investitionskosten	Einfluss auf Infrastruktur
On-site-Dampf-reformierung	6000 – 8000 Nm ³ Erdgas pro Tag	2,5 Mio. €	Erdgasverbrauch von über 1.000 Haushalten
On-site-Elektrolyse	65.000 – 85.000 kWh _{el} pro Tag	1,5 Mio. €	Stromverbrauch von 11.000 – 15.000 Haushalten pro Jahr
Lkw-Transport	Abhängig von Quelle und Distanz	Gasförmig: 220.000 €/Lkw Flüssig: 600.000 €/Lkw + Verflüssigungsanlage: 650 €/kW _{H2} , vgl. [269]	Bis Faktor 20 an Lkw-Verkehrsdichte

5.3 Vergleich der Versorgungsmöglichkeiten

In diesem Abschnitt werden die Gesamtkosten für den Wasserstoff bei zentraler Produktion mit angeschlossener Infrastruktur mit denen der On-site-Produktion verglichen. Damit kann abgeschätzt werden, bei welcher Entfernung die Gesamtkosten für den Wasserstoff identisch sind.

Für die Versorgung über Pipelines werden zentrale Anlagen genutzt, um Wasserstoff herzustellen. Dieser wird über ein Transmissionsrohr zu den Hubs befördert und dort entweder per Distributionsnetz oder Lkw zu den Tankstellen gebracht. Der Lkw-Transport von verflüssigtem Wasserstoff eignet sich nur bei mittleren Mengen und größeren Abständen, vgl. Abbildung 5.2. Bei flüssig angeliefertem Importwasserstoff ist ein Weitertransport zu den Tankstellen in flüssigem Zustand unter Umständen denkbar, vgl. Abbildung 5.3. An verschiedenen Hubs eine Verflüssigungsanlage aufzubauen, ist technisch jedoch sehr herausfordernd, weil sowohl an den Hubs als auch an den Tankstellen andere Komponenten verwendet werden müssen, um den Wasserstoff zu speichern und ihn in den gewünschten gasförmigen Zustand zu bringen. Der hohe Energieeinsatz von ca. 10 kWh/kg führt schließlich dazu, dass diese Alternative in dieser Arbeit nicht betrachtet wird. Alternativ zur Pipeline oder den Lkw kann der Wasserstoff on-site hergestellt werden. Bei den Kosten sind Investition und laufende Kosten, wie Wartung und Instandhaltung (W+I), zu unterscheiden. Beide setzen sich aus Herstellung und Transport zusammen, vgl. Tabelle 5.6.

Tabelle 5.6: Kostenanteile bei der Versorgung von Tankstellen

	Investitionskosten		Laufende Kosten	
	Produktion	Transport	Produktion	Transport
Pipeline	Zentrale Anlagen H ₂ -Herstellung	Bau, Trassierung, Planung etc.	Energie-/Brennstoff- und Anlagenkosten zentral	W+I, Stromkosten für Kompressoren
Lkw	Zentrale Anlagen H ₂ -Herstellung	Lkw, Abfüllanlage mit Hochdruckkompresso- ren	Energie-/Brennstoff- und Anlagenkosten zentral	Personalkosten, W+I, Treibstoff, Strom für Kom- pression
On-site	Dampfreformer od. Elektrolyse	Keine (bei Produktion enthalten)	Energie-/Brennstoff- und Anlagenkosten dezentral	Keine (bei Produk- tion enthalten)

Die Investitionskosten für die Wasserstoffproduktion und das Transmissionsnetz sind bei Pipelines und Lkw gleich. Beide werden über die gleichen Anlagen versorgt. Das gilt natürlich auch für die laufenden Kosten. Der Unterschied ergibt sich daher aus dem Transport bei der Feinverteilung. Ausgehend von einer Wasserstoffsäule muss die kostengünstigste Möglichkeit gefunden werden, um die Tankstelle zu versorgen. Weil in dieser Arbeit davon ausgegangen wird, dass jeder Hub auch als Kompressorstation verwendet werden kann, sind für die Feinverteilung mit Rohrsystem keine zusätzlichen Kompressoren mehr zu installieren. Beim Lkw-Transport kommt der Wasserstoff allerdings mit einem anderen Druck an. Daher müssen bei dieser Alternative Lkw und eine Abfüllanlage mit zusätzlichen Hochdruckkompressoren angeschafft werden, um den Druck von ca. 100 bar auf 160 bar für den Lkw weiter zu komprimieren. Bei den laufenden Kosten müssen im Pipelinesystem die Wartungs- und Instandhaltungskosten berücksichtigt werden. Bei den Lkw fallen Kosten für die Fahrer, den Unterhalt der Wagen und die Treibstoffkosten an. Die höheren Kosten für die Kompression am Hub können an der Tankstelle zum größten Teil gutgeschrieben werden, weil diese Wasserstoff auf einem höheren Druckniveau erhält.

Für die zusätzliche Abfüllstation, für die insbesondere ein gesonderter Kompressor und eine Abfüllvorrichtung zusätzlich zu installieren sind, sollen näherungsweise Kosten in Höhe von 1.000 €/kW angenommen werden. Diese Kosten bilden die Differenz aus den höheren Kosten am Hub und den eingesparten Kosten an der Tankstelle. Die jährlichen Kosten für Wartung und Instandhaltung werden mit 5% angenommen. Der Kompressionsaufwand und die damit verbundenen Kosten können näherungsweise vernachlässigt werden, weil die Tankstelle entsprechend weniger Aufwand bei der Kompression hat. Für das Befüllen des Lkw werden 0,5 kWh/kg als elektrischer Aufwand angenommen. Mit jeder Tankfüllung werden üblicherweise zwischen 300 und 450 kg Wasserstoff verteilt. Sowohl das Befüllen als auch das Entladen dauert jeweils ca. 1 h [269]. Die Kosten für einen Lkw setzen sich aus dem Wagen, der Anhängerkonstruktion und dem Tank zusammen. Insgesamt kostet ein Lkw ca. 220.000 €. Die jährlichen Kosten für Wartung und Instandhaltung sowie sonstigen Betriebskosten liegen bei ca. 6%, hinzu kommen die Kosten für Treibstoff und Fahrer [269]. Die Laufzeit soll pauschal mit 10 Jahren angenommen werden. Die Kosten für den Wasserstofftransport setzen sich aus den Investitionskosten in den Lkw und die Modifikation des Hubs sowie aus den Betriebskosten, wie Fahrer, Treibstoff und Instandhaltung, zusammen, vgl. Tabelle 5.7.

Tabelle 5.7: Annahmen zu Investitions- und Betriebskosten eines Lkw-Transports

Posten	Kosten	Annahmen
<i>Investition</i>		
Abfüllanlage	2600 €/t H ₂ d)	20 kW _{H₂} pro t H ₂ /d; 0,5 kWh/kg; 24 h/d; 1000 €/kW _{H₂} ; 80% Verfügbarkeit
Lkw	550.000 €/t	220.000 €/Lkw; 400 kg/Ladung; Ø-Geschw.: 50 km/h; 2 h für Be- & Entladung; 80% Verfügbarkeit; 24 h/d; 10 Jahre Lebensdauer, 10% Kapitalkosten
<i>Betrieb</i>		
W+I, etc.	5%-6%/a von Inv.	Pauschal bezogen auf Anfangsinvestition
Personalkosten	21 €/h	Pro Fahrer: 35.000 € Lohn, Gehalt & Sozialbeiträge; 40 h Arbeitszeit pro Woche; 80% Verfügbarkeit
Treibstoffkosten	0,42 €/km	30 l Verbrauch/100 km; Dieselpreis: 1,4 €/l

Unter den oben getroffenen Annahmen ergeben sich Betriebskosten von 0,84 €/km. Diese setzen sich aus Treibstoffkosten von 0,42 €/km und Personalkosten zusammen, die in diesem Fall zufällig ebenfalls bei 0,42 €/km³⁶ liegen. Pro km fallen Betriebskosten in Höhe von 0,84 € an. Das Be- und Entladen des Lkw dauert jeweils eine Stunde. In dieser Zeit fallen keine Treibstoffkosten an, aber die Kosten für den Fahrer betragen weiterhin 21 €/h. Für die Entfernung von einem km braucht der Lkw rechnerisch 1,2 Minuten. Wird der Rückweg mit der gleichen Zeit angerechnet, ergibt sich inkl. Be- und Entladung eine Dauer von 2,04 h. Bei einem 24h-Betrieb können am Tag über diese Entfernung knapp 12 Tankstellen mit ca. 4.700 kg Wasserstoff beliefert werden. Pro gelieferter Tonne fallen Betriebskosten von etwa 110 € an. Pro Jahr können ca. 1.700 Tonnen Wasserstoff verteilt werden, so dass insgesamt 201 €/t Wasserstoff anfallen. Dies beinhaltet Fahrtkosten von 110 €/t und Kapitalkosten von 91 €/t. Bei einer Entfernung von 100 km ergeben sich Kosten von etwa 790 €/t. Die Betriebskosten belaufen sich auf 525 €/t und die Kapitalkosten auf ca. 265 €/t. Die Differenz zwischen Betriebs- und Kapitalkosten vergrößert sich mit zunehmender Entfernung weiter, weil neben den Fahrerkosten, die 24 h/d anfallen, die Treibstoffkosten weiter an Bedeutung gewinnen, je seltener der Lkw eine Tankstelle beliefert. Die spezifischen Kosten pro Tonne Wasserstoff steigen jeweils linear über die geforderte Distanz und den Massenfluss an, vgl. Abbildung 5.14. Im Diagramm sind die spezifischen Kosten [€/t] für den Wasserstofftransport über die Entfernung [km] aufgetragen. Erwartungsgemäß steigen die Kosten mit zunehmender Entfernung massiv an. Die Masse-spezifischen Kosten ändern sich näherungsweise nur über die Distanz und nicht über die Menge. Diese Annahme kann allerdings nur getroffen werden, wenn so viel Wasserstoff abgesetzt wird, dass die Lkw auch ausgelastet sind. Bei kleineren Absatzmengen, d.h. unterhalb einer Tonne Absatz am Tag, muss der Fall genauer untersucht werden.

³⁶ $35.000 \text{ [€/a]} / 40 \text{ [h/Woche]} / 0,8 / 52 \text{ [Wochen/a]} \approx 21 \text{ [€/h]}$. $21 \text{ [€/h]} / 50 \text{ [km/h]} = 0,42 \text{ €/km}$

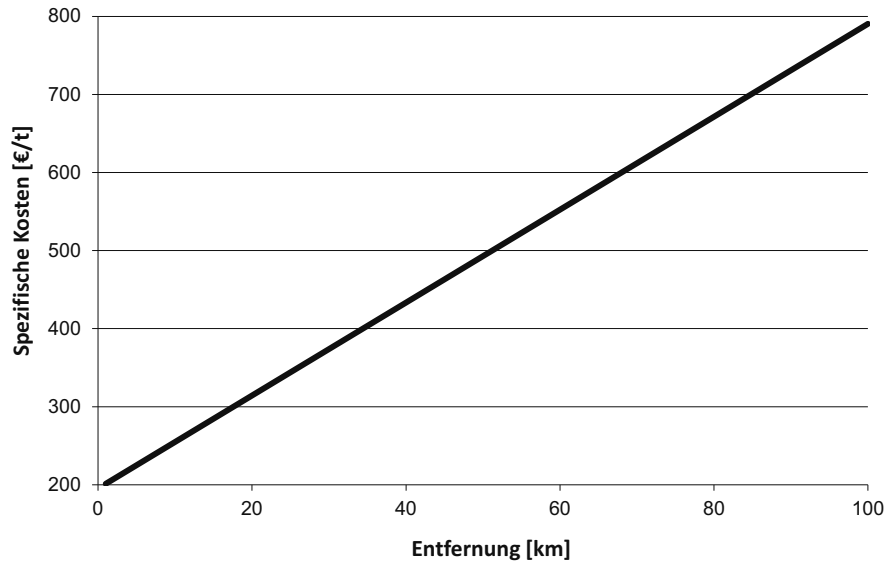


Abbildung 5.14: Kosten für Wasserstofftransport mit Lkw

Beim Vergleich von On-site-Produktion und Distributionsleitungen fallen sowohl bei der Herstellung, als auch bei den laufenden Kosten unterschiedliche Werte an. Die Anlagen zur Wasserstoffherstellung unterscheiden sich genauso wie die Kosten für den Transport. Bei der On-site-Herstellung fallen für den Transport keine direkten Kosten an, weil die bestehende Infrastruktur genutzt werden kann. Die Tankstellenbetreiber finanzieren die Infrastrukturkosten durch die laufenden Kosten mit. Die Betreiber von Strom- und Gasnetzen werden die zusätzlich notwendigen Investitionen an die Kunden weitergeben. In dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass bei der On-site-Herstellung keine zusätzlichen Infrastrukturkosten anfallen, die von den Tankstellen direkt übernommen werden müssen. Diese Variante ist damit standortunabhängig, weil davon ausgegangen wird, dass überall ausreichend große Strom- und Gasnetze verlegt sind. Diese Annahme kann aufgegeben werden, wenn eine klare und quantifizierbare Standortabhängigkeit vorliegt. Dies ist allerdings nur sehr schwer zu beurteilen, weil z.B. Tankstellen in sehr entlegenen Gegenden wesentlich geringere Ansprüche an die Infrastruktur stellen als Tankstellen in Großstädten, in denen die Infrastruktur wiederum besser ausgebaut ist. In dieser Arbeit wird die On-site-Produktion in jedem Fall als standortunabhängig betrachtet.

Bei der On-site-Produktion entfallen per Annahme die Infrastrukturkosten, bzw. sind im Preis für Erdgas oder Strom enthalten. Die spezifischen Anlagenkosten für die Wasserstoffherstellung steigen, vgl. Abbildung 5.13. Um die Frage zu beantworten, ab welcher Menge und Entfernung vom Hub die On-site-Produktion kostengünstiger als die zentrale Herstellung ist, müssen von den Wasserstoffproduktionskosten on-site die Herstellungskosten zentral und die Infrastrukturkosten von der Herstellung bis zum Hub abgezogen werden. Die letzten beiden Punkte sind sowohl beim Distributionsnetz, als auch bei der Verteilung via Lkw identisch und heben sich daher bei einer Differenzbetrachtung auf.

Tabelle 5.8: Kostenvergleich von On-site- und zentraler Produktion

Herstellungsart		Dampfreformer	Elektrolyse
Herstellungsort			
On-site	Spezifische Investitionskosten	1200 €/kW H ₂ [278]	610 €/kW H ₂ [279]
	Auslastungsgrad	80%	80%
	Primärenergiekosten	0,05 €/kWh	0,11 €/kWh
	Wirkungsgrad	70%	60%
	Energiekosten	2380 €/t	6105 €/t
	Kapitalkosten (10%, 15a)	750 €/t	381 €/t
	Betrieb + W&I (5%/a)	285 €/t	145 €/t
	Gesamtkosten	3415 €/t	6631 €/t
Zentral	Spezifische Investitionskosten	100 €/kW H ₂ [278]	500 €/kW H ₂ ³⁷
	Auslastungsgrad	80%	80%
	Primärenergiekosten	0,03 €/kWh	0,06 €/kWh
	Wirkungsgrad	80%	70%
	Energiekosten	1249 €/t	2854 €/t
	Kapitalkosten (10%, 15a)	62 €/t	312 €/t
	Betrieb + W&I (5%/a)	24 €/t	119 €/t
	Infrastruktur für Transmission (40a)	292 €/t	292 €/t
	Gesamtkosten	1627 €/t	3577 €/t
Differenz (On-site – Zentral)		1788 €/t	3054 €/t

In Tabelle 5.8 werden On-site- und zentrale Produktion miteinander verglichen, um die Kosten für das Distributionsnetz abschätzen zu können, bei denen der Wasserstoff gleich teuer wäre. Für kleinere Anlagen, die ca. eine Tonne Wasserstoff pro Tag herstellen können, werden Investitionskosten von 1200 €/kW [278] H₂ bzw. 610 €/kW H₂ [279] angenommen. Große Anlagen, mit einer Kapazität von über 500 Tonnen Wasserstoff am Tag, sind preisgünstiger in der Anschaffung. Bei der Dampfreformierung werden 100 €/kW angesetzt, vgl. [278], und bei der Elektrolyse 500 €/kW. Hier ist allerdings davon auszugehen, dass zukünftige, große Anlagen weniger kosten werden. Die spezifischen Primärenergiekosten sinken ebenfalls mit der Anlagengröße. Für Erdgas fallen beim Endkunden etwa 8 ct./kWh an. Mittelmäßige Industriekunden bekommen in der Regel einen Rabatt und müssen ca. 5 ct./kWh bezahlen. Großkunden, d.h. mit einem Verbrauch von über 1,25 Mio. kWh/a, zahlen in der Regel ca. 3 – 4 ct./kWh [284]. Beim Strom liegt eine vergleichbare Situation vor. Industriekunden mit einer Leistungsanforderung von 100 – 4000 kW bei bis zu 5000 h/a zahlen ca. 11 ct./kWh [285], während für zentrale Anlagen mit einem größeren Verbrauch ca. 6 ct./kWh verlangt werden, was auch ungefähr den Gestehungskosten von Windstrom entspricht. Aktuelle Strompreise für große Abnehmer sind an der Strombörse EEX [286] zu finden. Der Wirkungsgrad eines Dampfreformers liegt laut [278] zwischen 70 und 80%. Die Wirkungsgrade von Elektrolyseuren liegen bezogen auf den Heizwert bei ca. 50 – 70%, wobei heutige Anlagen in der Regel am unteren Ende dieser Skala liegen, vgl. [279]. Für eine flächendeckende Versorgung wird in Deutschland ein Transmissionsnetz von etwa 12.000 km gebraucht, vgl. Kapitel 6. Bei

³⁷ Vorsichtige Annahme, da keine genaueren Daten vorliegen. Nach Abbildung 5.13 wären etwa 100 €/kW gerechtfertigt.

6.000 Tankstellen bedeutet das, dass rechnerisch auf jede Tankstelle ein Pipelinestück vom 2 km kommt. Bei einem Durchmesser von 0,5 m ergeben sich durchschnittliche Kosten zwischen 1 Mio. und 1,4 Mio. €/km, vgl. Kapitel 4. Alle Anlagen werden mit einem Auslastungsgrad von 80% angesetzt, d.h. dass die installierte Leistung entsprechend steigt. Damit können mögliche Ausfälle kompensiert werden. Mit einem Kapitalkostensatz von 10% und einer Laufzeit von 15 Jahren bzw. 40 Jahren bei Pipelines ergeben sich schließlich die Differenzkosten. Die prozentuale Aufteilung der Kosten ist in Abbildung 5.15 aufgeführt.

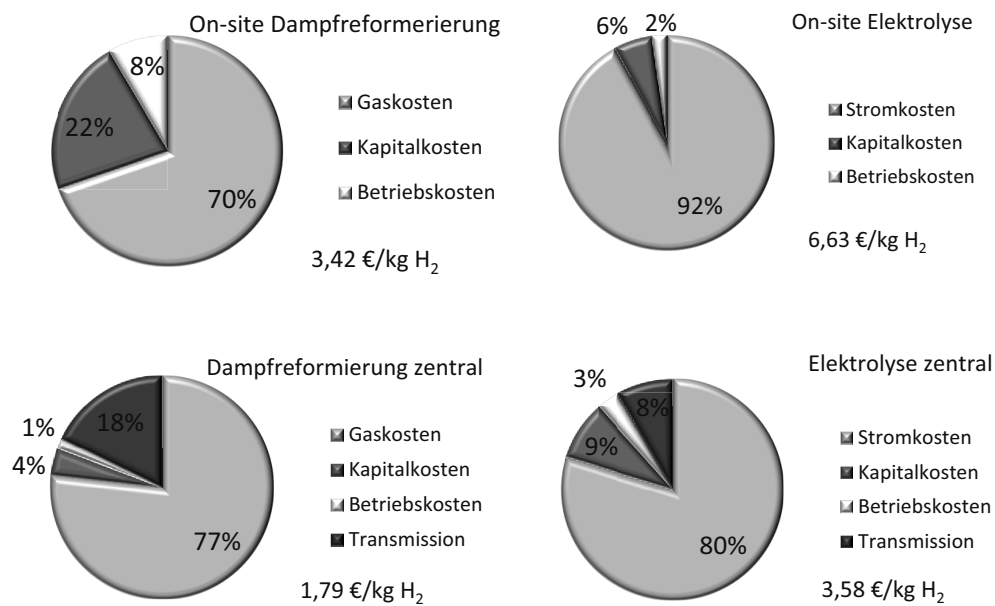


Abbildung 5.15: Prozentuale Kostenaufteilung von On-site und zentraler Produktion mit Transmission ohne Distribution und Tankstellen

Diese Kosten sind nur dem Distributionsnetz anzulasten, denn ab einer bestimmten Entfernung vom Hub und einer umgesetzten Menge ist eine zentrale Herstellung mit Lkw-Transport oder Distributionsnetz teurer als die direkte Herstellung vor Ort. Bei der Dampfreformierung liegt der Schnittpunkt bei etwa 280 km und bei der Elektrolyse bei über 500 km, vgl. Abbildung 5.16.

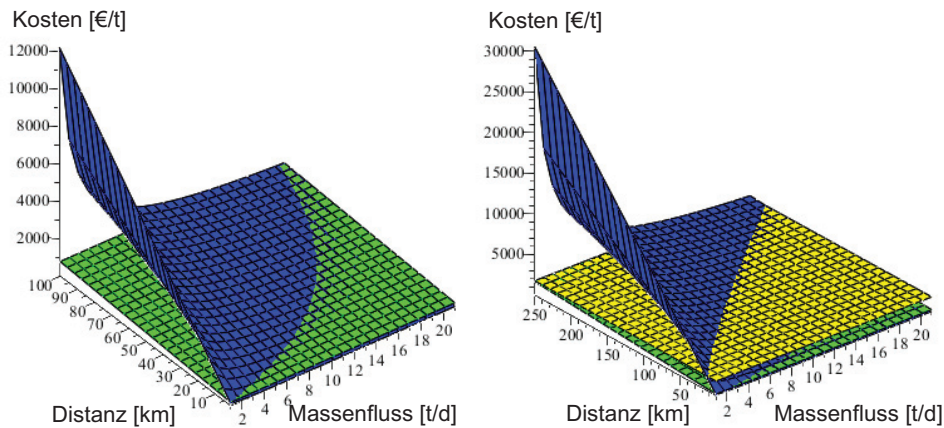


Abbildung 5.16: Transportkostenvergleich von Rohrsystem (blau), Lkw-Transport (grün) und On-site-Dampfreformierung³⁸ (gelb)

Abbildung 5.16 zeigt, dass der Bereich, der kostenmäßig besonders beachtet werden muss, bei bis 100 km Entfernung und wenigen Tonnen Absatz pro Tag liegt. In diesem Fall sind nur der Lkw-Transport und das Distributionsnetz ökonomisch sinnvoll, vgl. linkes Diagramm in Abbildung 5.16. Die Lkw-Kosten steigen linear über die Entfernung, weil für die gleiche Wasserstoffmenge mehr Lkw und Fahrer benötigt werden. Über die Masse sind die spezifischen Kosten konstant, weil eine größere Absatzmenge nur zu einem größeren Fuhrpark führt. Es liegt in diesem Fall näherungsweise eine lineare Skalierbarkeit vor. Die Kosten der On-site-Herstellung sind unabhängig von der Distanz, weil die Infrastrukturkosten in den Energiekosten enthalten sind. Bezüglich der Absatzmenge sind die Anlagen auf die Größe der Tankstelle beschränkt. So werden z.B. für 10 Tankstellen 10 Anlagen benötigt, so dass keine Skaleneffekte auftreten. Beim Distributionsnetz verhält sich die Sache etwas anders, weil sowohl die Masse als auch die Entfernung Einfluss haben. Die Investitionskosten für das Pipelinesystem steigen linear mit der Entfernung und der Durchmesser nimmt ab einem bestimmten Durchsatz zu, vgl. Abbildung 5.10. Das bedeutet, dass der Anteil an den Wasserstoffkosten durch eine Unterauslastung des Systems stark ansteigt. Kurze Distanzen und insbesondere hohe Durchsätze wirken sich positiv auf die spezifischen Transportkosten für den Wasserstoff in einer Pipeline aus, vgl. Abbildung 5.16 links. Bei einer Durchsatzrate von 20 t Wasserstoff am Tag und eine Entfernung von 100 km ist das Pipelinesystem allen Alternativen kostenmäßig überlegen. Eine Lkw-Versorgung ist daher nur für vereinzelte Tankstellen und Gegenden interessant, die keine größere Menge, d.h. weniger als 10 bis 20 Tonnen, Wasserstoff pro Tag brauchen und relativ weit, d.h. etwa 100 km, von den Hubs entfernt sind. Durch die große Entfernung die eine On-site-Herstellung braucht, um attraktiv zu sein, ist sie als Option in nur sehr wenigen Fällen als sinnvolle Alternative denkbar. Das in Kapitel 6 un-

³⁸ Bei der On-site-Herstellung wird der Wasserstoff nicht transportiert. Im Diagramm sind die Herstellungskosten abzüglich der Kosten, die bei einer zentralen Produktion mit angeschlossener Transmissionsleitung resultieren würden dargestellt. So ist zu erkennen, ab wann die Vorteile der zentralen Herstellung überkompensiert werden.

tersuchte Beispiel der Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff geht von der Annahme aus, dass alle Tankstellen an ein Pipelinenetz angeschlossen werden. Das konkrete Beispiel ist daher nicht zwingend kostenminimal. Eine Optimierung müsste daher die hier vorgestellte Methodik berücksichtigen, was aber aufgrund des Umfangs in dieser Arbeit nicht geleistet werden kann.

5.4 Zusammenfassung

Es gibt mehrere Möglichkeiten, Wasserstoff an Tankstellen bereitzustellen. Zentral produzierter Wasserstoff benötigt eine Transport- und Verteilungsinfrastruktur, ist aber durch Skaleneffekte günstiger in der Herstellung. On-site, also an der Tankstelle direkt, hergestellter Wasserstoff verwendet die bereits vorhandene Infrastruktur, kann aber nicht von Skaleneffekten und günstigeren Preisen bei großen Abnahmemengen profitieren.

In dieser Arbeit wird klar zwischen Transmission und Distribution unterschieden. Dazu werden Hubs installiert, die als „Sekundärquellen“ dienen. Dort kann der Wasserstoff entweder ins Distributionsnetz eingespeist oder in Lkw abgefüllt werden. Der letztere Fall eignet sich nur bei geringen Durchsatzmengen oder großen Entfernungen. Pipelines sind am kostengünstigsten, wenn sie mit hohen Durchsatzraten betrieben werden. Bei niedrigen Durchsatzraten steigen die Kosten pro kg Wasserstoff massiv an, weil die Kosten für Kapital und Betrieb zunächst fest sind und daher auf einen kleineren Massenstrom aufgeteilt werden müssen. In diesen Fällen ist es sinnvoller, auf Alternativen zurückzugreifen.

Die Druckverluste in einem Rohrleitungssystem hängen von mehreren Parametern ab. Dazu gehören z.B. die Geschwindigkeit und die physikalischen Eigenschaften des Fluids sowie die Oberfläche der Rohre. Eine Wasserstoffströmung ist praktisch immer turbulent. Laminare Strömungen können ausgeschlossen werden. Bei einem mittleren Druckniveau von 65 bar und einer Strömungsgeschwindigkeit von 15 m/s resultieren Druckverluste von etwa 7 bar auf 100 km.

Um zu bestimmen, ob Tankstellen an ein Rohrleitungssystem angeschlossen werden sollten, müssen sie geclustert werden. Ein virtueller Punkt stellt den Mittelpunkt dar, an dem der Bedarf der Tankstellen zusammengefasst wird. Der Abstand zwischen diesem Punkt und den Tankstellen muss klein sein im Verhältnis zum Abstand zum Hub. Dies muss für jede Situation neu berechnet werden.

Ein Vergleich der Versorgungsarten zeigt erwartungsgemäß, dass bei kleinen Durchsatzraten Lkw kostengünstiger sind, während Pipelines bei steigendem Durchsatz an Attraktivität gewinnen. Bei einem Durchsatz von 20 t/d und einer Entfernung von 100 km sind Pipelines vorzuziehen. Die On-site-Herstellung ist, wenn überhaupt, nur in seltenen Fällen sinnvoll, weil die Entfernungen zu groß sind, bis der Transport die Vorteile der zentralen Produktion überkompensiert. Bei der Dampfreformierung sind es 280 km und bei der Elektrolyse ca. 500 km.

6 Wasserstofftransport per Pipeline in Deutschland

In diesem Kapitel wird vorgestellt, wie ein Pipelinesystem bezüglich Verlauf und Kosten in Deutschland aussehen könnte. Die Motivation dazu wurde mit der GermanHy-Studie in Kapitel 1 vorgestellt. Die dazu notwendigen Grundlagen bezüglich Rohrmaterialien, Systemkomponenten und prinzipiellem Aufbau wurden bereits in den letzten Kapiteln untersucht. Auf die dort gewonnenen Erkenntnisse wird an geeigneten Stellen zurückgegriffen.

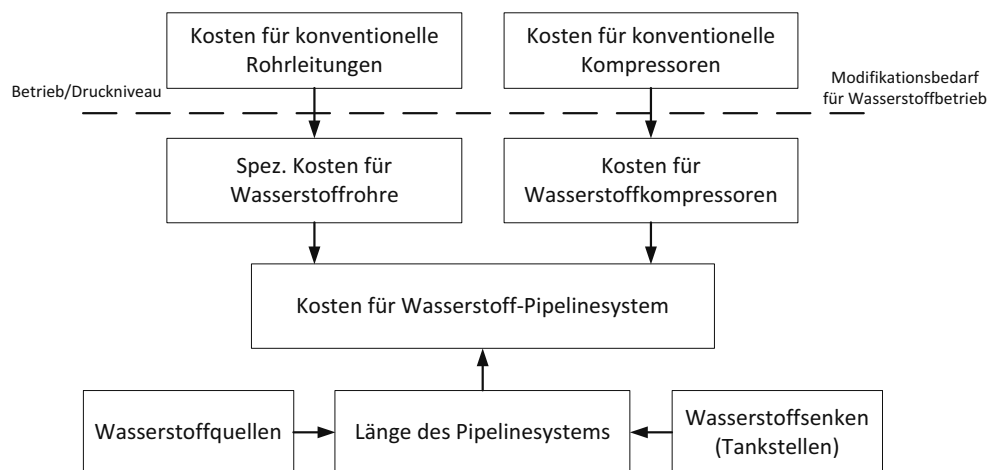


Abbildung 6.1: Zusammensetzung der Kosten für ein Wasserstoff-Pipelinesystem

Für die Investitionskosten eines Wasserstoff-Pipelinesystems sind drei Faktoren wichtig, vgl. Abbildung 6.1. Der erste ist die Rohrleitung. Die längenspezifischen Kosten von konventionellen Systemen unter vergleichbaren Betriebsbedingungen werden dazu betrachtet. Der zusätzliche Aufwand durch den Wasserstoff wird durch die veränderten Materialien berücksichtigt. Analog dazu werden Kompressoren behandelt. Um eine Aussage für Deutschland bezüglich der gesamten Investitionskosten und damit schließlich auch der anteiligen Kosten pro kg Wasserstoff treffen zu können, ist es erforderlich, die Länge des Rohrleitungssystems, d.h. Transmission und Distribution, abzuschätzen. Die Kapitalkosten wurden mit Hilfe eines Annuitätendarlehens berechnet. Die anderen Kosten wurden prozentual zur Anfangsinvestition angenommen.

6.1 Nachfrageverteilung und Anschluss der Tankstellen

GermanHy geht in Szenario 1 „Moderat“ von einem Wasserstoffbedarf von bis zu 650 PJ/a im Jahr 2050 aus. Dies entspricht 5,4 Mio. Tonnen. Dieser Wert wird für die Auslegung in dieser Arbeit verwendet. In den anderen Szenarien liegt der Bedarf mit minimal 610 PJ/a leicht darunter. Für die Quellen wird der Primärenergiemix nach Szenario 1 „Moderat“ aus GermanHy verwendet, vgl. Kapitel 1. Die Aufteilung erfolgt zu gleichen Anteilen auf Offshore-Windstrom-Elektrolyse und Braunkohlevergasung.

Die Versorgung der Brennstoffzellenfahrzeuge wird über Tankstellen vorgenommen. Mitte 2010 waren etwa 14.500 Tankstellen in Deutschland in Betrieb [3], die ca. 41 Mio. Pkw [287] mit Treibstoff versorgten. 2008 wurden im Personenstraßenverkehr 45 Mrd. Liter Benzin-

Äquivalent verbraucht [16]. Dies entspricht einem Energieverbrauch von etwa 1400 PJ. Eine übliche Tankstelle versorgt im Durchschnitt 400 Autos pro Tag [270]. Der Streckenverbrauch von Brennstoffzellenfahrzeugen liegt im Durchschnitt bei ca. 1 kg H₂/100 km. Aktuell legt ein Auto durchschnittlich 12.000 km pro Jahr zurück. Dieser Wert wird auch für 2050 angenommen. Jeder Landkreis hat einen spezifischen Wasserstoffbedarf, der befriedigt werden muss. Dieser ergibt sich aus mehreren Faktoren, vgl. Abbildung 6.2.

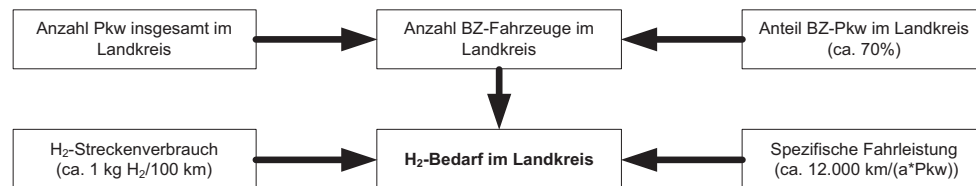


Abbildung 6.2: Landkreispezifischer Wasserstoffbedarf

Es wird in dieser Arbeit davon ausgegangen, dass die bereits existierenden Tankstellen auch in Zukunft zur Versorgung verwendet werden können. Weil die Tankstellenzahl sich des Öfteren ändert, die veröffentlichten Listen nicht immer auf dem aktuellen Stand und einige Tankstellen nicht verzeichnet sind, wird in dieser Arbeit von knapp 12.000 möglichen Tankstellen ausgegangen, vgl. Abbildung 6.3. Die Erfassungsquote beträgt damit etwa 80%, bezogen auf die Absatzmenge liegt die Quote bei fast 90%, vgl. [288].

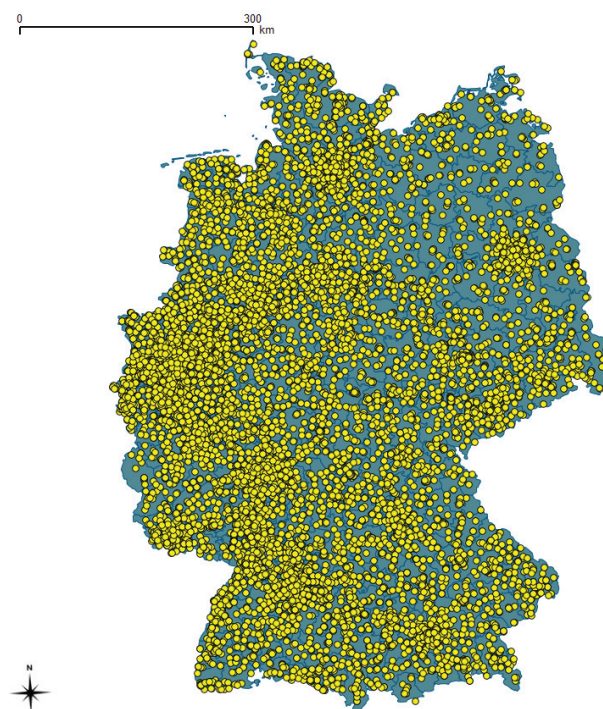


Abbildung 6.3: Erfasste Tankstellen in Deutschland [288]

Für jeden Landkreis kann nach Abbildung 6.2 ein spezifischer Wasserstoffbedarf berechnet werden. Des Weiteren verfügt jeder Landkreis über eine bestimmte Anzahl an Tankstellen. Aus dem Quotienten von Wasserstoffbedarf und Tankstellenanzahl ergibt sich die landkreis-spezifische Absatzmenge pro Tankstelle und Tag. Abbildung 6.4 zeigt die erforderliche, durchschnittliche Wasserstoffkapazität einer Tankstelle, aufgetragen über die Anzahl der Pkw innerhalb eines Landkreises. Würden alle erfassten Tankstellen eines Landkreises auf Wasserstoff umgestellt, ergäbe sich eine durchschnittliche Menge, die jede dieser Tankstellen am Tag umzusetzen hätte. Als Umsatz einer bundesdeutschen „Standardtankstelle“ werden nach Abbildung 6.4 1.500 kg/d angenommen. Daraus ergeben sich rechnerisch insgesamt 9.860 Tankstellen. Dies liegt unter der heutigen Anzahl, weshalb nicht alle Tankstellen auf Wasserstoff umgestellt werden müssen.

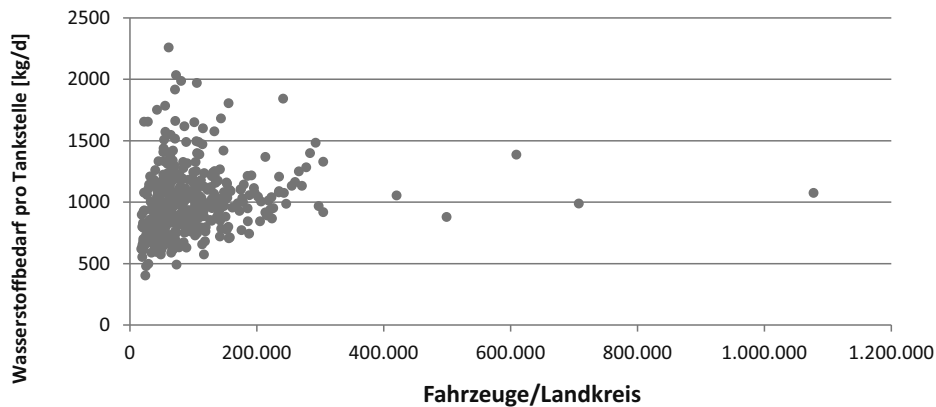


Abbildung 6.4: Erforderliche, durchschnittliche Wasserstoffmenge pro existenter Tankstelle für jeden Landkreis

Obwohl bei einer durchschnittlichen Absatzmenge von 1.500 kg/d bundesweit insgesamt 125 Tankstellen fehlen, wird angenommen, dass keine zusätzlichen Tankstellen gebaut werden müssen. Die fehlende Menge beträgt weniger als 2% an der gesamten, verwendeten Tankstellenzahl. Näherungsweise wird daher davon ausgegangen, dass die fehlende Wasserstoffmenge durch eine erhöhte spezifische Kapazität der Tankstellen in den betreffenden Landkreisen ausgeglichen wird. Es gibt zwei Gründe, warum die berechnete, durchschnittliche Absatzmenge pro Tankstelle in einigen Gebieten weit über dem bundesdeutschen Durchschnitt liegt. Zum einen konnten, wie bereits erwähnt, nicht alle Tankstellen erfasst werden. Zum anderen kann die Situation auch einen ganz praktischen Hintergrund haben, wie das Beispiel Merzig-Wadern zeigt. In diesem Landkreis fehlen 6 Tankstellen, um die Nachfrage zu bedienen. Merzig-Wadern liegt unmittelbar an der luxemburgischen Grenze, weshalb der „Tanktourismus“ weit verbreitet ist. So befindet sich die erste deutsche Tankstelle hinter der Grenze überhaupt erst in 20 km Entfernung [289]. Der Verbrauch der grenznahen Gegend müsste daher genau genommen Luxemburg angerechnet werden. Weil der Effekt allerdings vergleichsweise gering ist, wird dieser Sondersituation keine weitere Aufmerksamkeit gewidmet.

Die Tankstellen werden in zwei Schritten angeschlossen. Zunächst wird im Flächenschwerpunkt jedes Landkreises in Deutschland ein Hub installiert. 2009 hat es in Deutschland 413 Landkreise gegeben [290], vgl. Abbildung 6.5. Diese regionalen Senken bzw. „Sekundärquellen“ werden über Transmissionsleitungen mit den Quellen verbunden. Jeder Landkreis wiederum versorgt in einem zweiten Schritt seinen Umkreis über ein Distributionsnetz mit Wasserstoff. Es wird eine klare Trennung von Transmissions- und Distributionsnetz vorgenommen.

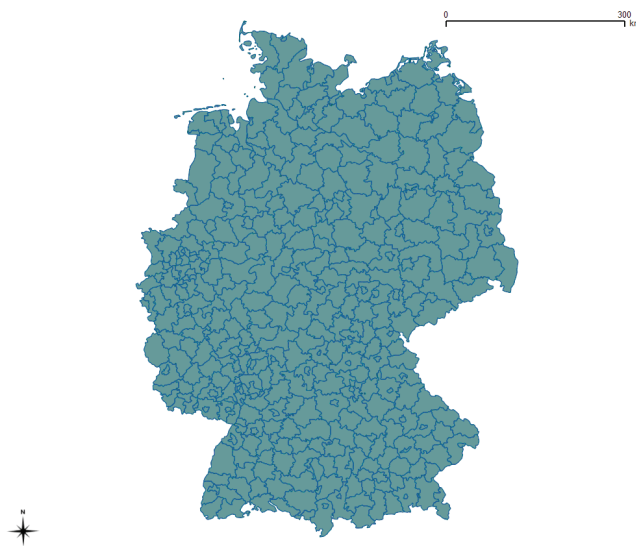


Abbildung 6.5: Landkreise in Deutschland [290]

Für die Anbindung der Hubs wird untersucht, welche bereits bestehenden Trassen, z.B. Erdgas- und Schienennetz, verwendet werden können. Im Gegensatz zur überregionalen Ebene liegen für die Landkreise, d.h. auf lokaler Ebene, im verwendeten Programm GIS³⁹ keine detaillierten Daten dazu vor, vgl. Abschnitt 6.3. Auf der Ebene der Feinverteilung erfolgt daher eine Luftlinienverbindung zwischen dem Hub und den Tankstellen.

Auf der Ebene der Feinverteilung werden vier Tankstellentypen unterschieden. Neben den Autobahntankstellen werden drei gebietsabhängige Typen unterschieden. Es gibt großstädtische, städtische und ländliche Gebiete [293]. In Abbildung 6.6 wird exemplarisch die Einteilung von Gebieten im Raum Aachen gezeigt. Das blaue Gebiet fällt unter die Kategorie „großstädtisch“, die violetten Gebiete sind „städtisch“ und der graue Rest wird als „ländlich“ bezeichnet. Diese Einteilung ist von Bedeutung, weil die Tankstellen in abfallender Hierarchie angeschlossen werden. Großstädtische Gebiete werden bevorzugt versorgt. Gibt es in diesem Bereich keine Tankstellen mehr, aber besteht insgesamt im Landkreis noch Bedarf, so werden die städtischen Tankstellen versorgt. Besteht dann noch weiterer Bedarf, werden schließlich die ländlichen Tankstellen angeschlossen. In wenigen Fällen reicht die Kapazität dann noch immer nicht aus, so dass dann pauschal davon ausgegangen wird, dass die Tankstellen im jeweiligen Landkreis eine höhere spezifische Absatzmenge haben. Es wäre natürlich auch denkbar, die durchschnittliche, spezifische Absatzmenge zu erhöhen, was

³⁹ Geographisches Informationssystem

aber dazu führen würde, dass insgesamt weniger Tankstellen angeschlossen werden müssten. Dadurch würde die Tankstellendichte abnehmen, was nicht im Sinne der Verbraucher ist. Eine genaue Unterteilung der Tankstellen nach ihrer Kapazität kann im Rahmen dieser Arbeit nicht erfolgen.



Abbildung 6.6: Einteilung der Tankstellen nach Gebietszugehörigkeit [288]

Autobahntankstellen stellen eine Sonderform dar. Sie werden noch vor den großstädtischen Gebieten angeschlossen. Dadurch wird sichergestellt, dass mit einem Brennstoffzellenfahrzeug immer eine Tankstelle in Reichweite liegt und Reisen in ganz Deutschland unternommen werden können. In Deutschland gibt es 375 Autobahntankstellen [3]. Sie haben eine große Bedeutung, insbesondere in der Anfangsphase, aber ihr relativer Anteil ist mit 3% an der gesamten Tankstellenzahl sehr überschaubar. Um festzustellen, ob es sich um eine Autobahntankstelle handelt, werden zunächst die Autobahnen ermittelt. Dann wird eine Zone in einem bestimmten Abstand um die Autobahn gezogen, in der eine Tankstelle entweder liegt oder nicht liegt, vgl. Abbildung 6.7. Tankstellen innerhalb dieser Zone werden als Autobahntankstellen deklariert und verlieren damit ihren anderen, gebietsabhängigen Status.

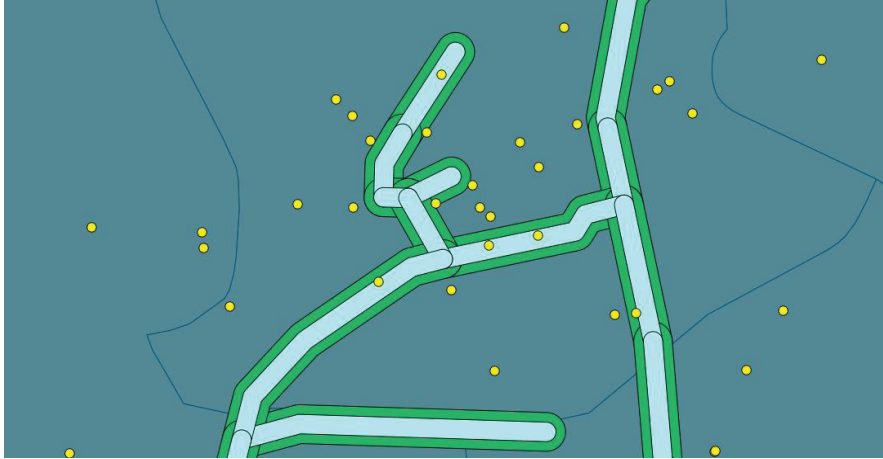


Abbildung 6.7: Einteilung der Tankstellen abhängig von ihrer Entfernung zur Autobahn

Bei einem Abstand von 25 m werden 385 Tankstellen erfasst. Dies entspricht nahezu der offiziellen Anzahl an Autobahntankstellen. In Abbildung 6.8 werden die erfassten Autobahntankstellen aufgeführt.

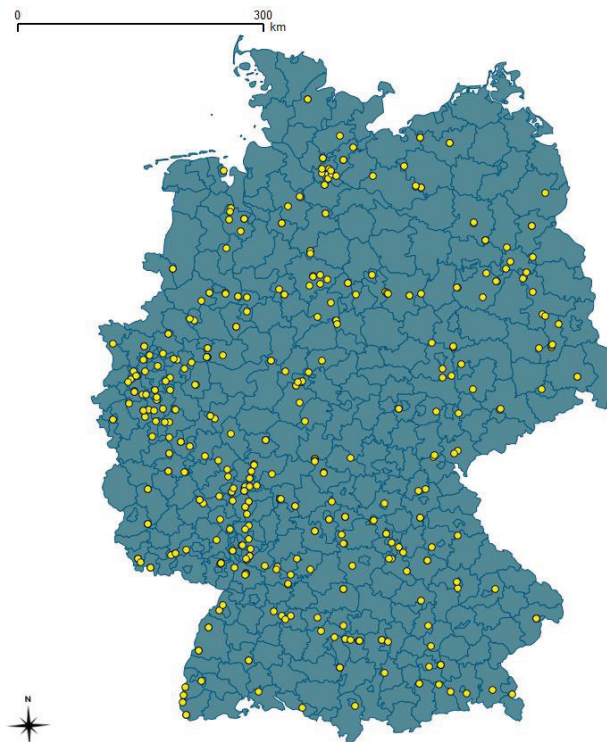


Abbildung 6.8: Identifizierte Autobahntankstellen [288]

6.2 Geografische Verteilung des Angebots

Laut Szenario 1 „Moderat“ von GermanHy werden etwa 50% des Wasserstoffs aus Offshore-Windstrom und etwa 50% aus Braunkohlevergasung gewonnen. Für die Einspeisung müssen die jeweiligen Orte festgelegt werden, von denen aus der Wasserstoff ins Netz eingespeist werden kann. Diese Orte können [291] entnommen werden.

Tabelle 6.1: Standorte für Offshore-Windstrom-Einspeisestellen nach Dena [291]

Küste	Ortschaft	Installierte Leistung [MW]	H ₂ -Produktionsmenge [t/a]	[%]
Nordsee	Emden	24.093	1.421.850	52,7
	Brunsbüttel	14.012	826.920	30,6
	Jardelund	3.231	190.678	7,1
	Wilhelmshaven	232	13.692	0,5
Ostsee	Bentwisch	2.010	118.620	4,4
	Lubmin	2.173	128.240	4,7
Summe		45.751	2,7 Mio.	100

Bei Offshore-Windstrom wird in dieser Arbeit angenommen, dass die Elektrolyseure an den Einspeisestellen der Offshore-Stromkabel der Windparks installiert werden. Durch das Zusammenlegen einiger benachbarter Orte wird die Anzahl reduziert. Die Orte Diele und Emden sowie Stralsund und Lubmin werden zusammengefasst. Die in dieser Arbeit angenommen Orte, an denen Elektrolyseure installiert werden, sind in Tabelle 6.1 aufgeführt. Die Wasserstoffherstellung wird in dieser Arbeit proportional zum Anteil zur installierten Leistung angenommen. Das bedeutet, dass an jedem Ort so viel Wasserstoff von den vorgegebenen 2,7 Mio. Tonnen hergestellt wird, wie seinem Anteil an der gesamten, installierten Leistung entspricht.

In Deutschland gibt es drei Gebiete, in denen Braunkohle gefördert wird. Weil Braunkohle nicht über längere Distanzen transportiert werden sollte, vgl. Kapitel 5, werden in dieser Arbeit die Braunkohlegebiete gleichzeitig auch als Standorte für die Wasserstoffproduktion angenommen. Betrachtet werden das rheinische Braunkohlerevier, die Lausitz und das mitteldeutsche Revier zwischen Helmstedt und Leipzig. Die Kohlekraftwerke dienen in dieser Arbeit als Standorte für potenzielle, zukünftige Kohlevergasungsanlagen. Im mitteldeutschen Revier wird im Moment nur noch in den verbliebenen Tagebauen Amsdorf, Profen und Vereinigtes Schleenhain Kohle abgebaut. Diese liegen ungefähr im Mittelpunkt des Gebiets, weshalb dieser als Standort gewählt wird. Die Wasserstoffherstellung wird in diesen Gebieten proportional zum jeweiligen Kohlevorrat angenommen, vgl. Tabelle 6.2. Im rheinischen Braunkohlerevier werden daher z.B. über 70% der Wasserstoffmenge aus Braunkohle hergestellt.

Tabelle 6.2: Standorte für Braunkohlevergasungsanlagen

Kohlerevier	Kraftwerk/Gebiet	Kohlevorrat [292]	H ₂ -Produktionsmenge	[%]
Rheinisches Braunkohlerevier	Niederaußem	55 Mrd. t	1,93 Mio. t/a	71
	Frimmersdorf			
	Neurath			
	Weisweiler			
Lausitz	Jänschwalde	10 Mrd. t	0,35 Mio. t/a	13
	Boxberg			
	„Schwarze Pumpe“			
Mitteldeutsches Revier	Gebietsmittelpunkt	12 Mrd. t	0,42 Mio. t/a	16
Summe		77 Mrd. t	2,7 Mio. t/a	100

Die Standorte der Wasserstoffquellen, die in dieser Arbeit verwendet werden, sind in Abbildung 6.9 aufgeführt. Ein Vergleich von Abbildung 6.3 und Abbildung 6.9 zeigt, dass die Anzahl der Tankstellen und Hubs die Anzahl der Wasserstoffquellen um ein Vielfaches übersteigt. So stehen 9.860 Tankstellen bzw. 413 Hubs 14 Wasserstoffquellen gegenüber.



Abbildung 6.9: Standorte der verwendeten Wasserstoffquellen, vgl. [288]

6.3 Verlauf und Länge des Pipelinesetzes

Beim Verlegen des Pipelinesystems müssen bestimmte Rahmenbedingungen beachtet werden. So kann die Pipeline z.B. nicht in Naturschutzgebieten oder Flüssen etc. verlegt werden. Des Weiteren wird in dieser Arbeit vermieden, dass die Pipeline quer durch Städte verlegt wird, stattdessen wird sie um die Stadt herumgebaut. Eine simple Verbindung über Luftlinien führt daher in diesem Fall zu unbrauchbaren Ergebnissen. Um den Bedingungen begegnen zu können, bietet es sich an, bereits bestehende Trassen so weit wie möglich zu verwenden. Prinzipiell zählen zu den möglichen Trassen das Autobahnnetz, das Schienennetz und das Erdgashochdrucknetz. Das Höchstspannungsnetz ist laut ISO 15916 aus Sicherheitsgründen nicht zulässig, vgl. Kapitel 4. Das Autobahn- und Schienennetz dient in erster Linie dem Verbinden von Städten und führt daher zwangsläufig in diese Gegenden, was evtl. die Kosten erhöht. Diese Trassen scheinen weniger geeignet zu sein. Insgesamt bietet sich für das Transmissionsnetz insbesondere das Erdgashochdrucknetz an, weil es ähnlichen Randbedingungen unterworfen ist. Ein Vergleich von Erdgas- und Schienennetz zeigt allerdings, dass das Schienennetz für den Güterverkehr wesentlich feinmaschiger ist und daher u.U. eine bessere Möglichkeit für die Versorgung darstellt, vgl. Abbildung 6.10. In weiteren Untersuchungen sollten daher auch alternative Netze in Erwägung gezogen werden.

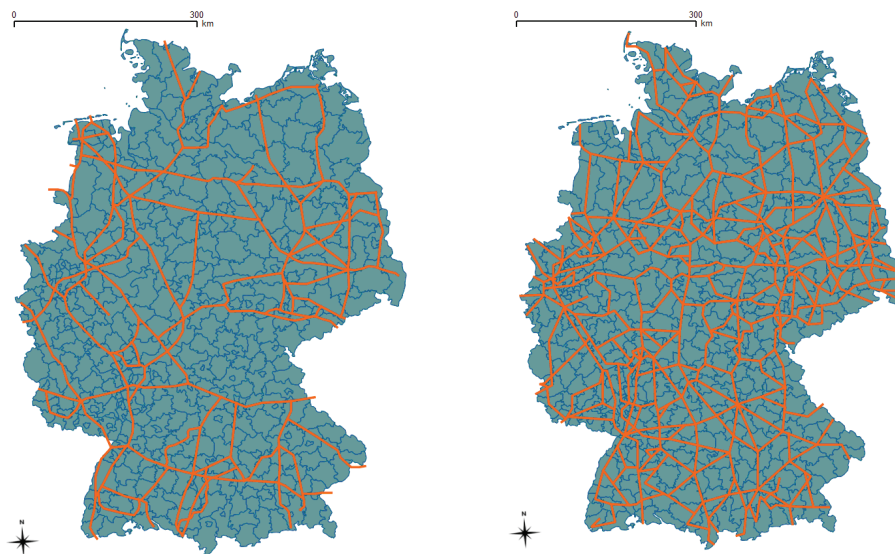


Abbildung 6.10: Trassierung von Erdgashochdrucknetz (links) und Schienennetz (rechts)
[293]

Nachdem die Wasserstoffquellen lokalisiert wurden, wurde das Hochdruckerdgasnetz als mögliche Trasse festgelegt. Jeder Hub wird als Sekundärquelle verstanden, weil er den Wasserstoff nicht verbraucht, sondern ihn ins Distributionsnetz einspeist und unter Umständen im Transmissionsnetz weiterleitet. Jeder Hub wird in den Flächenschwerpunkt des Landkreises gelegt. Die Wegekosten können nun über den Dijkstra-Algorithmus minimiert werden. Das genaue Vorgehen kann [288] entnommen werden. Wichtig ist, dass ein Graph in Knoten und Kanten unterteilt wird. Jede Kante verbindet zwei Knoten und erhält einen Wert. Dieser Wert kann die Distanz zwischen den beiden Punkten oder die Kosten der Ver-

bindung ausdrücken. Der Algorithmus untersucht nun die verschiedenen Verbindungsmöglichkeiten und wählt die Strecke mit dem kleinsten Wert aus.

Die notwendige Lokalisierung von Quellen, Senken und Netz erfolgt über GIS. Um zu berücksichtigen, dass die Gegend einen wesentlichen Einfluss auf die Verlegekosten hat, wurden Kostenfaktoren eingeführt. Dabei werden den Trassen niedrigere Faktoren zugeordnet als den sonstigen Landstrecken, die ebenfalls noch in unterschiedliche Bereiche, wie Wald, Wiesen, Flüsse und Berge etc., aufgeteilt werden, um den Verlauf entsprechend zu steuern. Ein Naturschutzgebiet oder ein Gebirge wird mit einem wesentlich höheren Wert veranschlagt, als eine normale Land- oder Waldgegend. Der Kosten-minimierende Algorithmus kann nun die optimale Strecke ermitteln.

Die Wasserstoffquellen liegen zur Hälfte an der deutschen Küste und zur anderen Hälfte in drei mitteldeutschen Gebieten. Die hohe Tankstellendichte in Süddeutschland zeigt, dass ein großer Teil des Bedarfs dort liegt, vgl. Abbildung 6.3. Der gesamte Süden muss daher aus mittel- und norddeutschen Gebieten versorgt werden. Die Reihenfolge des Anschlusses hat dabei eine Auswirkung auf das Pipelinesystem. Um dessen Länge zu minimieren, werden intuitiv zunächst naheliegende Gebiete versorgt. Dies führt allerdings dazu, dass am Schluss Gebiete im äußersten Süden von Quellen im äußersten Norden versorgt werden, weil nur so die Nachfrage und der Überschuss zusammengebracht werden können. Diese Lösung ist offensichtlich nicht optimal. Eine andere Möglichkeit besteht darin, die entfernt liegenden Senken bevorzugt anzuschließen. Dies führt allerdings dazu, dass einige Senken in der Nähe von Quellen nicht von diesen, sondern von entfernter liegenden Quellen, versorgt werden. Auch diese Lösung ist nicht optimal. Ein Optimum bewegt sich zwischen diesen beiden Extremen. Abbildung 6.11 zeigt die zwei Möglichkeiten. Die farbigen Punkte korrespondieren miteinander. So versorgen die großen Punkte die gleichfarbigen kleinen Punkte mit Wasserstoff. Die Farbe und die Strichstärke der hervorgehobenen Linien sind Indikatoren für die Durchsatzraten. Dicke, rote Linien transportieren am meisten und dünne, gelbe Linien am wenigsten.

Eine Untersuchung dieser beiden Möglichkeiten zeigt, dass die Unterschiede nicht extrem sind. So bleibt der grundsätzliche Verlauf erhalten und ändert sich nur an einer Stelle vom Durchsatz her massiv, vgl. Pipeline in Süd-Westdeutschland in Abbildung 6.11. Die Länge ändert sich aber kaum. Das System, bei dem zunächst die naheliegenden Senken angeschlossen werden, ist etwa 3% kürzer und knapp 10% kostengünstiger. Der letzte Punkt ist durch die entsprechend vergrößerten Durchmesser über die gesamte Strecke begründet. Im anderen System verjüngen sich die Durchmesser stärker, weil sie über eine kürzere Distanz die großen Wasserstoffmengen transportieren müssen. Das zeigt sich insbesondere im rheinischen Revier, wo die größten Wasserstoffquellen aus Braunkohle liegen und gleichzeitig die größten Verbrauchszentren deutschlandweit.

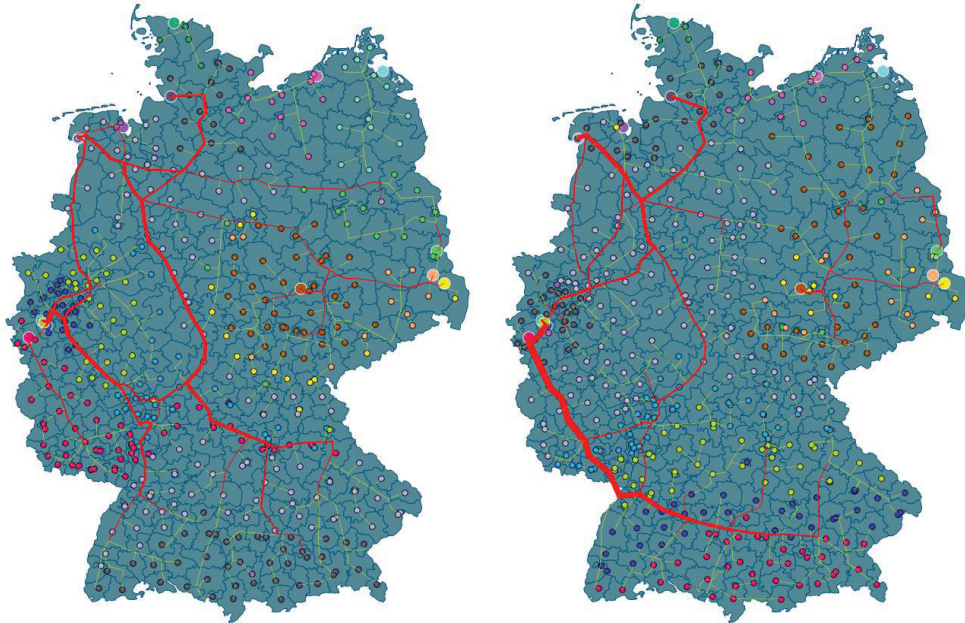


Abbildung 6.11: Vergleich der Anschlussreihenfolge der Senken an die Quellen [288].

Links: Zunächst Anschluss naher Senken

Rechts: Zunächst Anschluss entfernter Senken

Die Kavernenspeicher, die zum Ausgleich des saisonalen Windstromangebots benötigt werden, wurden in dieser Untersuchung nicht berücksichtigt. Es wird angenommen, dass Salzkavernen in der Nähe der Elektrolyseure genutzt werden und daher der Einfluss auf das Pipelinesystem vernachlässigbar ist. Ob diese Annahme zulässig ist, muss allerdings noch geprüft werden.

Im Gegensatz zum Transmissionsnetz liegen für das Distributionsnetz keine Trassen oder Angaben zu Hindernissen vor, die in den Berechnungen berücksichtigt werden könnten. Der Anschluss der Tankstellen an die Hubs erfolgt daher über eine Luftlinienverbindung. Zu beachten ist, dass bevorzugt Autobahntankstellen angeschlossen werden. Daraufhin folgt die Kategorisierung nach dem Gebiet. Schließlich werden im Zweifel Tankstellen von großen Anbietern zuerst angeschlossen. Der minimale und damit kostengünstigste Anschluss der ausgewählten Tankstellen erfolgt über den Prim-Algorithmus [288]. Die Verbindung der Tankstellen erfolgt abhängig von der Weglänge zwischen den Tankstellen und dem Hub. Durch die Verbindung werden verschiedene Spannbäume aufgespannt. Der Prim-Algorithmus minimiert die Länge der Strecke. Näheres kann [288] entnommen werden. Es werden keine Pipelines unterhalb von DN 100 gebaut. Dieser Durchmesser reicht auch bei niedrigen Geschwindigkeiten aus, um größere Wasserstoffmengen zu transportieren, vgl. Kapitel 5. Näherungsweise können Durchsatzrate und Druckverluste im Distributionsnetz damit unberücksichtigt bleiben.

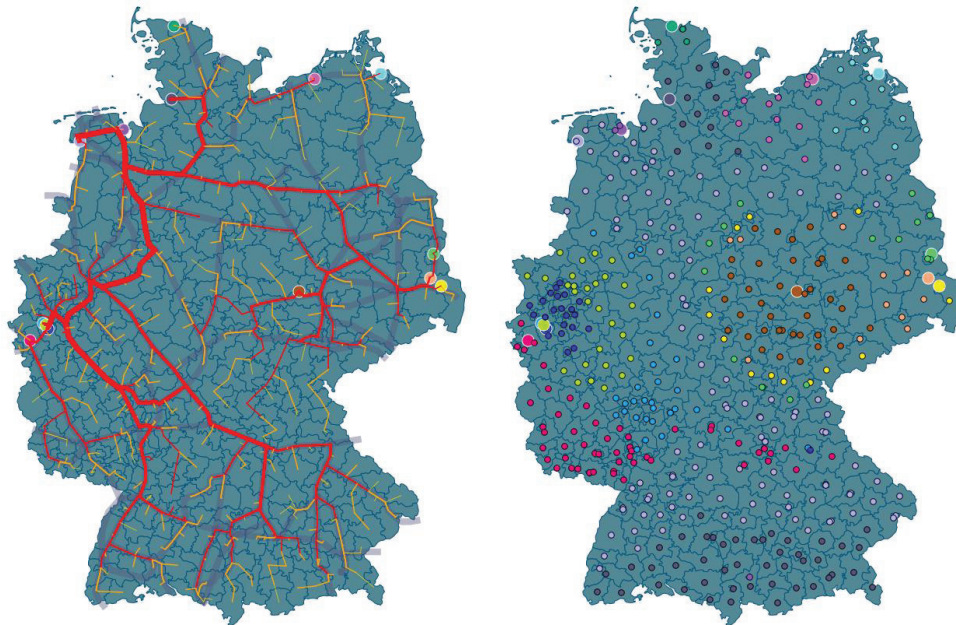


Abbildung 6.12: Transmissionsnetz⁴⁰ mit Quellen (links) und Quellen mit Senken (rechts) [288]

Das Transmissionsnetz, die Quellen und Senken sind in Abbildung 6.12 aufgeführt. Die Liniestärke im linken Diagramm zeigt die Transportkapazität. Die Wasserstoffquellen korrespondieren mit den gleichfarbigen Senken. Wie bereits gesagt wurde, ist die Lösung nicht optimal. Die Quelle in Brunsbüttel versorgt z.B. den südlichsten Raum in Deutschland. Trotzdem ist das Berechnungsergebnis der Länge robust, weil sie sich auch bei anderen Zuteilungsverfahren kaum ändert und es sich darüber hinaus vielmehr um eine „virtuelle“ Zuteilung handelt. Die Senken sind nicht direkt und ausschließlich an die jeweiligen Quellen angeschlossen. Physikalisch wird demnach, ähnlich wie im Stromnetz, anderer Wasserstoff verbraucht, als die rechte Karte in Abbildung 6.12 zunächst vermuten lässt.

Für das Transmissionsnetz wurde eine Länge von knapp 12.000 km ermittelt. Die ermittelten Kosten liegen zwischen 4,92 und 7,89 Mrd. €. Der erste Wert ergibt sich bei minimalen Verlege- und Materialkosten und der zweite entsprechend bei maximalen Kosten. Die Ermittlung der Kosten wird im nächsten Abschnitt behandelt. Die minimalen Materialkosten beziehen sich auf konventionelle Rohrstähle, während bei den maximalen Materialkosten austenitische Stähle verwendet werden. Der Einfluss der Materialien steigt mit zunehmendem Durchmesser, weil mehr Material verwendet werden muss, vgl. Kapitel 4. Tabelle 6.3 zeigt die Länge und die Kosten für die jeweiligen Rohrdurchmesser im Transmissionsnetz.

⁴⁰ Von Hand teilweise angepasst.

Tabelle 6.3: Länge und Kosten des Transmissionsnetzes bei mittleren Verlegekosten

Durchmesser [mm]	Länge [km]	Kosten [Mrd. €]		
		Min.	Erwartungswert	Max.
100	6.087	1,80	2,14	2,56
200	2.761	1,06	1,29	1,59
300	1.012	0,51	0,66	0,84
400	697	0,44	0,58	0,77
500	266	0,21	0,28	0,30
600	382	0,36	0,5	0,73
600+	574	0,54	0,75	1,1
Gesamt	11.779	4,92	6,2	7,89

In Abbildung 6.13 werden die Ergebnisse grafisch dargestellt. Das Pipelinesetz mit einem Durchmesser von 100 mm nimmt den größten Anteil ein. Etwas mehr als die Hälfte der verlegten Rohre im Transmissionsnetz haben diesen Durchmesser. Zur Berechnung des Rohrdurchmessers wurde eine Fluidgeschwindigkeit von 15 m/s zu Grunde gelegt [235].

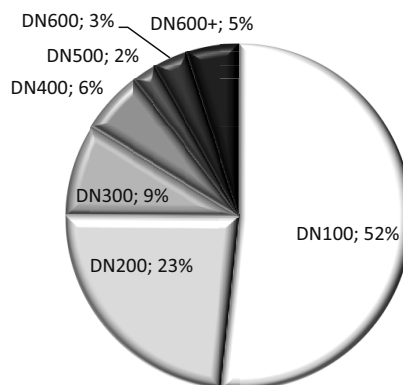


Abbildung 6.13: Längenanteile des Transmissions-Pipelinesystems

Bei einer Luftlinienanbindung, vgl. Abschnitt 6.3, ergibt sich die Länge des Distributionsnetzes, vgl. Tabelle 6.4. In der Realität wird es allerdings länger sein.

Tabelle 6.4: Länge und Kosten des Distributionsnetzes bei 100 bar

Durchmesser [mm]	Länge [km]	Kosten [Mrd. €]		
		Min.	Erwartungswert	Max.
100	25.132	7,44	8,85	10,56
200	174	0,07	0,08	0,1
Gesamt	25.306	7,51	8,93	10,66

Die Tankstellen werden über die kürzeste Luftlinien-Verbindung an den Hub angeschlossen. Um die Realität besser abzubilden, wird ein Umwegfaktor eingeführt. Von [294] wird für diesen ein Bereich von 1,2 bis 1,5 mit dem Erwartungswert von ungefähr 1,3 angegeben. In dieser Arbeit wird der Faktor zwischen 1 und 2 mit dem Erwartungswert von 1,4 variiert, um

einen möglichst breiten Bereich abbilden zu können. Das Distributionsnetz hätte damit insgesamt eine Länge von 36.000 km. Es ist damit etwa dreimal so lang wie das Transmissionsnetz. Die Materialkosten wurden wie im Transmissionsnetz variiert.

Der Durchmesser liegt fast ausschließlich bei 100 mm. Es wird in dieser Arbeit angenommen, dass dies die geringste Größe darstellt, die verbaut wird. Durch diese Annahme sind etwa 75% der Rohre überdimensioniert, weil zum größten Teil auch geringere Durchmesser ausreichend wären, um den nötigen Durchsatz zu gewährleisten. Lediglich 3% der Rohre haben einen Durchmesser über 100 mm und liegen bei max. 300 mm. Dies ist z.B. in Berlin der Fall.

Die Kosten aus Tabelle 6.4 gelten für ein Distributions-Pipelinesystem, das Wasserstoff bis zu 100 bar transportieren kann, also auf den Druck des Transmissionsnetzes ausgelegt ist. Wird der Druck auf 30 bar begrenzt, müssen an den Hubs Drosseln bzw. Turbinen installiert werden. Der Vergleich zeigt, dass sich der durchschnittliche Durchmesser erhöht, aber die Gesamtkosten um 21% bis 26% sinken, vgl. Tabelle 6.5. Mit steigendem Materialpreis nimmt der Unterschied zu. Um Drosseln bzw. Turbinen und die damit verbundenen Energieverluste durch die spätere, zusätzliche Kompression an den Tankstellen zu vermeiden, wird in dieser Arbeit auch das Distributionsnetz auf 100 bar ausgelegt.

Tabelle 6.5: Länge und Kosten des Distributionsnetzes bei 30 bar

Durchmesser [mm]	Länge [km]	Kosten [Mrd. €]		
		Min.	Erwartungswert	Max.
100	22.468	5,32	6,29	7,23
200	2.838	0,88	1,02	1,20
Gesamt	25.306	6,2	7,31	8,43

6.4 Kostenfunktion des Rohrleitungssystems

Die Investitionskosten des Pipelinesystems setzen sich vereinfacht aus drei großen Bestandteilen zusammen. Dies sind:

- Verlegekosten
- Materialkosten
- Kompressorkosten

Die Verlegekosten wurden in Zusammenarbeit mit dem Ingenieurbüro Tuttahs & Meyer, Aachen [235], bestimmt. Dort wurden, aus langjährigen Erfahrungen beim Verlegen von Rohrleitungen im Versorgungsbereich, durchschnittliche Werte in Abhängigkeit des Durchmessers berechnet. Diese Preise beinhalten sämtliche Kosten bezüglich Verlegung, Material, Arbeitskosten, Grabung, etc., Kosten der Planung und Genehmigung sind nicht enthalten. Es werden ein minimaler, ein mittlerer und ein maximaler Wert angegeben. Grundsätzlich kann diese Bandbreite zwar auch über- bzw. unterschritten werden, aber bei größeren Projekten ist davon auszugehen, dass sich diese Effekte im Durchschnitt ausgleichen. Die Zahlen wurden für Erdgasleitungen im Mitteldruckbereich, d.h. 16 bar bis 30 bar, berechnet und sind in Tabelle 6.6 aufgelistet, vgl. auch Abbildung 4.17.

Tabelle 6.6: Verlegekosten für Rohrleitungen (Mitteldruck) mit Nebenkosten [235]

Durchmesser [mm]	Min. Kosten [€/m]	Mittlere Kosten [€/m]	Max. Kosten [€/m]
100	237	280	322
200	308	360	419
300	406	480	552
400	504	590	685
500	618	730	839
600	748	880	1016

Das hier entworfene Wasserstoff-Pipelinesystem wird mit bis zu 100 bar betrieben. Wandstärke und Materialkosten werden entsprechend höher ausfallen. Damit erhöhen sich auch die Kosten für Personal, Geräte usw. Insgesamt ist damit zu rechnen, dass sich die Kosten ceteris paribus um ca. 25% erhöhen werden [235]. Diese Kosten umfassen allerdings noch nicht die erhöhten Materialkosten, die durch das Medium Wasserstoff evtl. zu berücksichtigen sind.

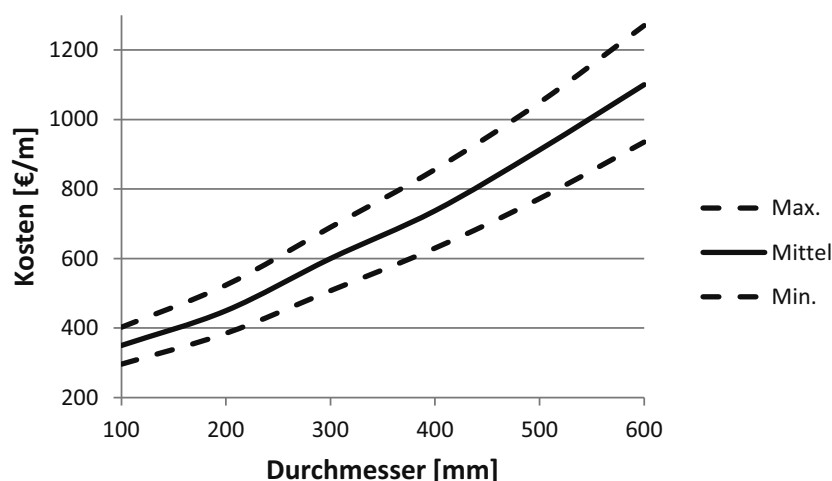


Abbildung 6.14: Bandbreite der Verlegekosten für Hochdruckrohre (ohne Material)

Die Materialkosten wurden bereits in Kapitel 4 erläutert. Es werden drei mögliche Materialien untersucht. Das kostengünstigste ist konventioneller Rohr Stahl. Die reinen Materialkosten betragen ca. 800 €/t [237]. Mit GALVALUME® beschichteter Stahl kostet etwa 950 €/t [241]. Inklusive zusätzlicher Nachbearbeitung der Schweißnähte werden 1200 €/t veranschlagt. Dies ist der hier erwartete Wert. Maximal wird das Material 3600 €/t [238] kosten. Dabei handelt es sich dann um einen austenitischen Stahl, wie z.B. den Nirosta 4318 [239]. Nach dem Stand der Forschung sind austenitische Stähle wasserstoffversprödungsresistent.

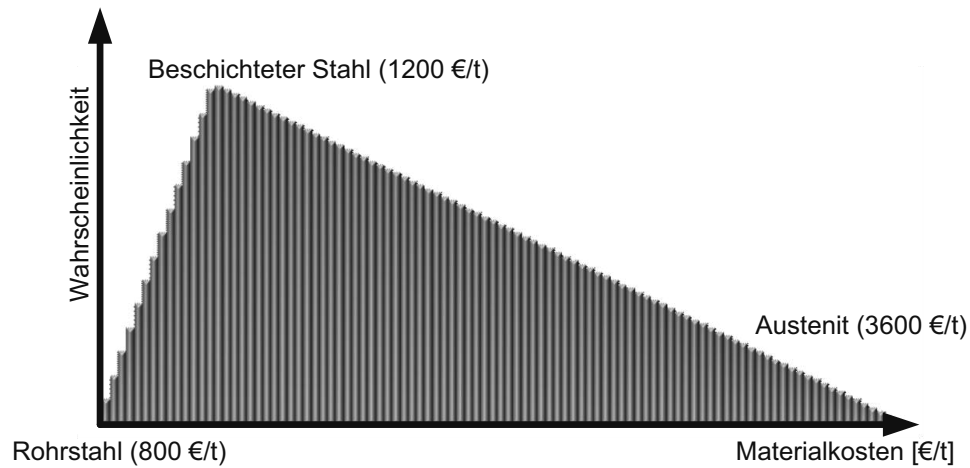


Abbildung 6.15: Angenommene Materialkostenverteilung für Wasserstoffrohre

Die um die Materialkosten korrigierten Werte sind in Tabelle 6.7 aufgeführt. Die nötige Wandstärke wurde mit der Kesselformel [179] und dem gesetzlich vorgeschriebenen Sicherheitsfaktor von 1,6 bestimmt [179]. Die Dichte von Stahl beträgt ca. 7,8 kg/m³ [295]. Die Basiskosten von 125% der Ausgangskosten in Tabelle 6.6, kombiniert mit dem Produkt von Materialmenge und Materialpreis, ergeben die Kosten in Tabelle 6.7.

Tabelle 6.7: Wasserstoffrohrleitungskosten mit korrigierten Materialkosten

Durchmesser [mm]	Min. Kosten [€/m]	Mittlere Kosten [€/m]	Max. Kosten [€/m]
100	296	352	420
200	385	469	577
300	508	650	830
400	630	826	1108
500	773	1052	1441
600	935	1300	1910

Für erste Abschätzungen kann eine umfassende Kostenfunktion angegeben werden, die neben den Verlege- und Materialkosten auch die Kompressoren umfasst. Allerdings können deren Kosten nur indirekt eingerechnet werden. Daher müssen einige Annahmen getroffen werden. Als mittlerer Druck werden 65 bar angenommen. Die durchschnittliche Bodentemperatur liegt in Deutschland bei 12°C [276] und wird als Temperatur für den Wasserstoff angenommen. Daraus ergibt sich eine Dichte von 5,3 kg/m³. Die Fluidgeschwindigkeit wird mit 15 m/s veranschlagt. Damit ergibt sich für jeden Durchmesser eine definierte Durchsatzmenge, vgl. Formel 53.

Formel 53

$$\dot{m} = \rho \cdot \dot{V} = \rho \cdot u \cdot A = \rho \cdot u \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4}$$

Mit \dot{m} = Massenfluss, ρ = Dichte, \dot{V} = Volumenfluss, u = Geschwindigkeit und d = Durchmesser. Ein kg Wasserstoff hat einen Heizwert von 120 MJ/kg. Bei einer definierten Durchsatzmenge, ergibt sich so eine Leistung in kW_{H₂}. Diese Leistung kann nun mit den spezifi-

schen Investitionskosten eines Kompressors multipliziert werden, um so dessen anteilige Kosten zu berechnen. Ein Kompressor, der von 30 bar auf 100 bar komprimiert, kostet mit einer Durchsatzmenge von 240 t/d etwa 7,3 Mio. \$, vgl. Kapitel 4. Wird ein konservativer Dollar/Euro-Kurs von 1:1 angenommen, ergibt sich ein Leistungspreis von 22 €/kW_{H₂}. Die durchschnittliche Entfernung von der Quelle zur Senke beträgt in Deutschland etwa 250 km. Es wird angenommen, dass für jede dieser Strecken ein Kompressor installiert werden muss. Somit ergibt sich in Abhängigkeit des Durchmessers ein Preis in €/m, vgl. Formel 54.

$$\text{Formel 54} \quad \text{Preis} = \dot{m} \cdot Hu_{H_2} \cdot P_{\text{komp, spez.}} \cdot 1 / \text{Entfernung}$$

Mit \dot{m} = Massenstrom, Hu_{H_2} = Heizwert von Wasserstoff und $P_{\text{komp, spez.}}$ = Leistungspreis. Durch diesen Ansatz lassen sich sehr einfach erste Abschätzungen zu den Kosten für Wasserstoffpipelines berechnen. Als einzige Größen müssen nur Durchmesser und Länge der Pipeline bekannt sein.

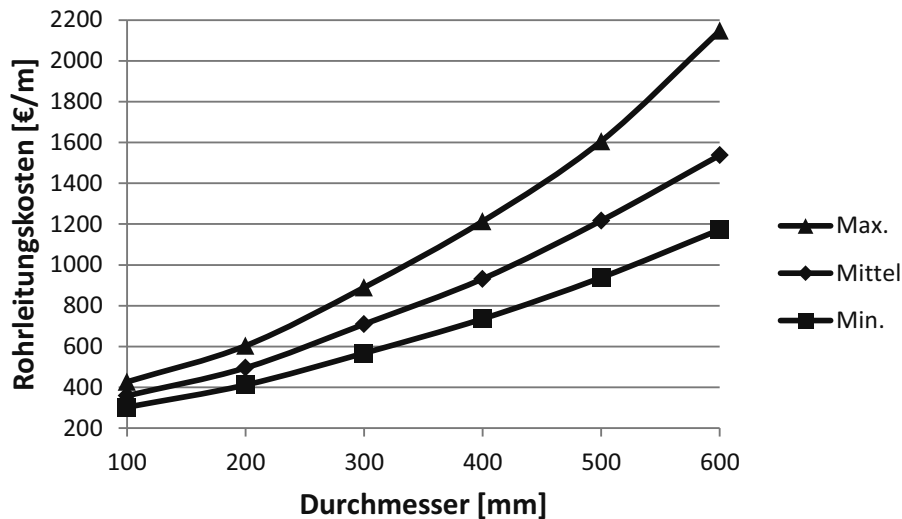


Abbildung 6.16: Rohrleitungskosten, inkl. Material und Kompression

In Abbildung 6.16 werden die ermittelten Ergebnisse für die Rohrleitungskosten, inkl. Material und Kompression, grafisch dargestellt. Es ergibt sich eine Bandbreite, in der die Gesamtkosten liegen. Werden minimale Verlege-, Material- und Kompressionskosten angenommen, resultiert die untere Kurve. Die höchsten Verlege-, Material- und Kompressionskosten werden mit der oberen Kurve dargestellt. Die mittlere Kurve umfasst schließlich in allen Kategorien die mittleren Kosten. Die Kostenfunktionen werden in Tabelle 6.8 aufgeführt.

Tabelle 6.8: Kostenfunktionen der Rohrleitungskosten abhängig vom Durchmesser d

Rohrleitungskosten		Kostenfunktion (d in [mm])
Min.	[€/m]	$1,5 \cdot 10^{-3} d^2 + 0,72 d + 213,9$
Mittel	[€/m]	$2,2 \cdot 10^{-3} d^2 + 0,86 d + 247,5$
Max.	[€/m]	$4 \cdot 10^{-3} d^2 + 0,6 d + 329$

6.5 Abschätzung der Pipelinesystemkosten für Deutschland

Mit den Werten aus Tabelle 6.8 können erste Abschätzungen vorgenommen werden. Diese sind allerdings nicht sehr exakt, weil mehrere, vereinfachende Annahmen getroffen werden mussten. Des Weiteren können so nur absolute Werte, aber keine Wahrscheinlichkeitsverteilungen abgegeben werden. Um die gesamten Kosten der Investition abschätzen zu können, müssen die relevanten Einflussfaktoren berücksichtigt werden, welche in Tabelle 6.9 zusammengefasst werden. Neben den Material- und Verlegekosten (inkl. aller Armaturen), sind dies die Länge des Netzes und die Kompressoren⁴¹. Für jede dieser Einflussgrößen müssen Wahrscheinlichkeitsverteilungen angegeben werden. Durch die Simulation ergibt sich eine Wahrscheinlichkeitsdichte für die Investitionskosten. Dazu wurden 180.000 Rechnungen mit Hilfe der Monte-Carlo-Simulation durchgeführt. Das Vorgehen lässt sich an Abbildung 6.17 verdeutlichen. Es werden die Wahrscheinlichkeitsverteilungen von vier Variablen vorgegeben. Für jede Simulation wird ein zufälliger Wert von jeder Variablen genommen und in einer vorgegebenen Funktion verarbeitet. Daraus resultiert ein Ergebnis, das in den Bereich eines Szenarios fällt. Dann werden so viele Simulationen wiederholt, bis sich eine Wahrscheinlichkeitsdichte ausbildet. An dieser kann abgelesen werden, wie wahrscheinlich der Eintritt eines Szenarios ist. Nach dem Gesetz der großen Zahlen können Verzerrungen nur bei einer hohen Anzahl an Stichproben vermieden werden. Das bedeutet, dass mindestens mehrere tausend Simulationen durchgeführt werden müssen. Mit zunehmender Stichprobenzahl bildet sich die Wahrscheinlichkeitsverteilung feiner aus und der Detaillierungsgrad nimmt zu. Sobald die gewünschte Auflösung erreicht wurde, kann die Simulation abgebrochen werden.

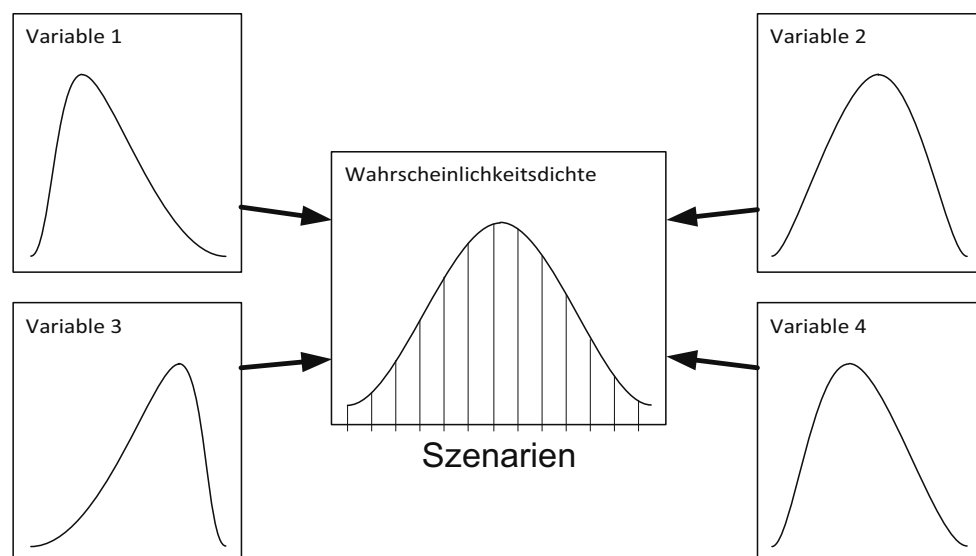


Abbildung 6.17: Methodik der Monte-Carlo-Simulation

Die Simulation lässt sich ohne Vorgabe der Wahrscheinlichkeitsdichten der Variablen nicht durchführen, weil nur so sichergestellt werden kann, dass die zufällig gewählten Werte die Realität adäquat wiedergeben. Wenn keine reale Verteilung erhältlich ist, kann auf Simpson-

⁴¹ Für die Kompressoren wird ein Leistungspreis von 22 €/kW_{H2} veranschlagt, vgl. Kapitel 4.

verteilungen zurückgegriffen werden. Diese werden auch als Dreiecksverteilungen bezeichnet. Dazu müssen lediglich ein Minimum, ein Maximum und ein Erwartungswert bekannt sein. Diese Verteilung wird in dieser Arbeit für alle Variablen, wie z.B. den Materialpreis, vgl. Abbildung 6.15, angenommen.

Die Verlegekosten y [€/m] hängen vom Durchmesser x [mm] ab und können durch drei Parameter formelmäßig erfasst werden, vgl. Formel 55.

Formel 55
$$y = ax^2 + bx + c$$

Um die Parameter zu erfassen, wird ein Gleichungssystem aufgestellt. Das System ist bestimmt, wenn drei Gleichungen vorliegen. Es werden daher jeweils drei Gleichungen mit den Kosten aus Abbildung 6.14 aufgestellt und gelöst. Daraus ergeben sich für jeden der drei Fälle die notwendigen Parameter a , b und c , die in der Monte-Carlo-Simulation als Variablen verwendet werden können. Sie spannen den Raum auf, in dem die Verlegekosten liegen. Da es sich um abstrakte Größen handelt, wird keine Interpretation vorgenommen.

$$\begin{pmatrix} x_1^2 & x_1 & 1 \\ x_2^2 & x_2 & 1 \\ x_3^2 & x_3 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} a \\ b \\ c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} y_1 \\ y_2 \\ y_3 \end{pmatrix}$$

Mit y = Rohrleitungskosten [€/m] und x = Durchmesser [mm].

Der Zinssatz wird mit einem Erwartungswert von 10% im geometrischen Mittel festgelegt. In dieser Arbeit wird angenommen, dass 8% im Kraftwerkbau und 15% in der Öl- und Gasindustrie angemessen sind und diese Zinssätze das Minimum bzw. das Maximum darstellen.

Für den spezifischen Energieverbrauch werden Kompressoren mit unterschiedlich vielen Zwischenkühlerstufen betrachtet. Ein 9-stufiger Kompressor kommt laut [257] mit 0,44 kWh/kg aus, um von 30 auf 100 bar zu komprimieren⁴². Ein 6-stufiger Verdichter wird laut [269] ca. 1 kWh/kg benötigen. Als Erwartungswert werden 0,6 kWh angenommen. Die Investitionskosten werden mit 22 €/kW_{H₂} veranschlagt, vgl. Kapitel 4. Weil eine genaue Unterteilung der Kompressionsleistung kaum möglich ist, wird angenommen, dass in jedem Hub ein Kompressor installiert wird. Dies führt zu einer sechsmal höheren Leistung, als theoretisch erforderlich ist. Daraus resultieren Mehrkosten von etwa 2,9 Mrd. €. Es wird angenommen, dass jedes kg Wasserstoff mit 100 bar eingespeist wird und von der Infrastruktur im Durchschnitt von 30 auf 100 bar rekomprimiert werden muss. Dadurch werden die Druckverluste etc. mit einem hohen Sicherheitsaufschlag berücksichtigt, weil die Druckverluste etwa 6 – 7 bar/100km betragen und die durchschnittliche Entfernung zwischen Quelle und Senke bei etwa 250 km liegt. Durch dieses Vorgehen wird sichergestellt, dass alle Tankstellen Wasserstoff mit 100 bar erhalten. Der Wirkungsgrad⁴³ des Pipelinesystems liegt damit zwischen 98% und 99%. Der Lkw-Transport zum Vergleich hat bei einer Entfernung von 100 km einen Wirkungsgrad von knapp 98%⁴⁴. Die Stromkosten werden mit 0,06 bis 0,2 €/kWh angenommen. Der untere Wert kann zukünftig nur dann erreicht werden, wenn die Kompressoren den Strom nutzen, wenn er nicht anderweitig im Netz benötigt wird. 0,2 €/kWh sind ziemlich hoch

⁴² Die Quelle spricht von 300 – 500 psi (= 21 – 35 bar) auf 1200 – 1500 psi (= 84 – 105 bar).

⁴³ Wirkungsgrad = (Energienmenge transportierter Wasserstoffs) / (Energienmenge transportierter Wasserstoffs + Strombedarf Kompressoren)

⁴⁴ $400 \text{ kg H}_2 * 120 \text{ MJ/kg H}_2 / (400 \text{ kg H}_2 * 120 \text{ MJ/kg H}_2 + 30 \text{ l Diesel/100 km} * 36 \text{ MJ/l Diesel}) \approx 98\%$

und übersteigen die Kosten, die üblicherweise von Industriekunden dieser Größenordnung gezahlt werden müssen. Allerdings wird der Strom nicht kontinuierlich benötigt und der Verbrauch ist im Gegensatz zu den meisten Industrieanwendungen nur schwierig zu prognostizieren. 0,2 €/kWh sind daher als Worst-Case-Abschätzung anzusehen. Insgesamt scheinen 0,1 €/kWh realistisch zu sein.

Der Längenfaktor berücksichtigt die Tatsache, dass das Distributionsnetz nicht via Luftlinie verlegt werden kann. Wie bereits erwähnt, liegt der übliche Aufschlag zur realen Strecke bei 20 – 40%.

In Tabelle 6.9 werden die betrachteten Variablen der Monte-Carlo-Simulation zusammengefasst, die in dieser Arbeit verwendet werden.

Tabelle 6.9: Variablen der Monte-Carlo-Simulation für die statistische Auswertung

Variable	Einheit	Minimum	Erwartungswert	Maximum
Materialkosten	[€/t]	800	1200	3600
Verlegekosten a	[€/(m*mm ²)]	$7,375 \cdot 10^{-4}$	$8,33 \cdot 10^{-4}$	$9,9167 \cdot 10^{-4}$
Verlegekosten b	[€/(m*mm)]	0,7613	0,9167	1,0408
Verlegekosten c	[€/m]	212,75	250	288,5
Zinssatz	[%/a]	8	10	15
Spezifischer Energieverbrauch des Kompressors	[kWh/kg]	0,44	0,6	1
Stromkosten	[€/kWh]	0,06	0,1	0,2
Umwegfaktor	[-]	1	1,4	2

Ein Wasserstoff-Pipelinesystem, das 100 bar Wasserstoff sowohl im Transmissions- als auch im Distributionsnetz transportiert, wird unter Berücksichtigung der Materialien, der höheren Verlegekosten und der Kompressorstationen in Deutschland zwischen 18 und 30 Mrd. kosten. Wie der kumulierten, schwarzen Kurve entnommen werden kann, wird eine Wasserstoffinfrastruktur mit 95% Wahrscheinlichkeit mehr als 20 Mrd. € kosten, mit der gleichen Wahrscheinlichkeit weniger als 27 Mrd. €. Diese Kosten umfassen nicht die Wasserstoffherstellung, die Aufbereitung, die Speicher und die Tankstellen.

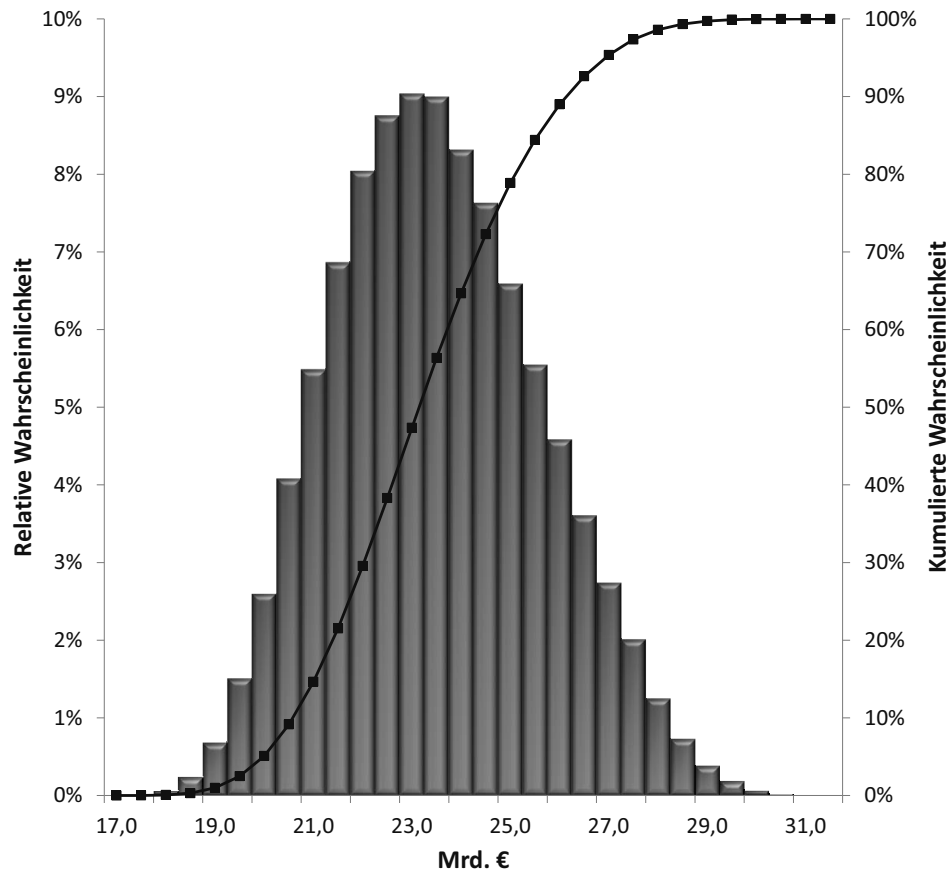


Abbildung 6.18: Wahrscheinlichkeitsdichte der Investitionskosten für das Pipelinesystem

Abbildung 6.19 zeigt die durchschnittlichen Investitionskostenanteile an der Infrastruktur. Die Materialkosten sind vergleichsweise gering, so dass sie im Transmissionsnetz etwa 3% und im Distributionsnetz sogar nur 1% einnehmen. Die Verlegekosten nehmen mit insgesamt über 80% der Kosten den mit Abstand größten Anteil ein. Die Kompressoren kosten schließlich etwa 13% der gesamten Investitionssumme.

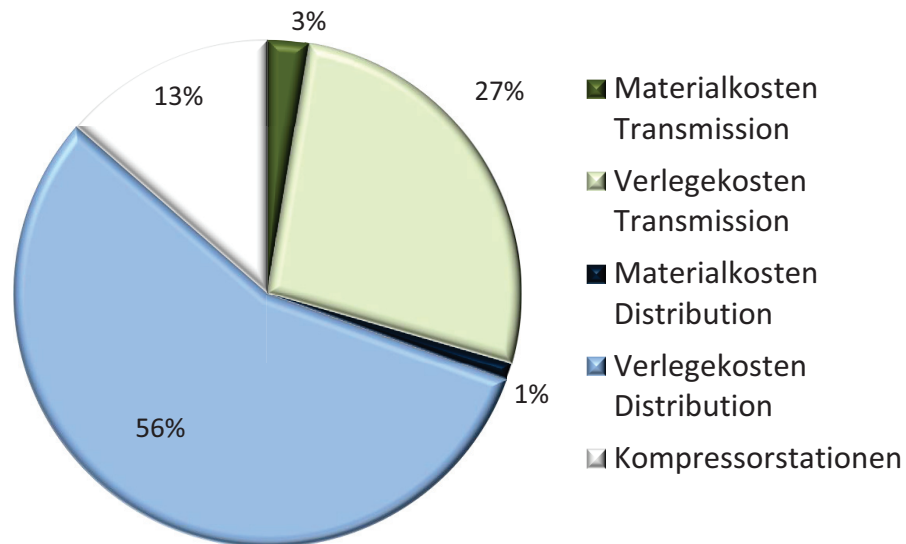


Abbildung 6.19: Durchschnittliche Investitionskostenanteile im Pipelinenetz

In einer auf der Ermittlung der Investitionskosten aufbauenden weiteren Rechnung wurden – ebenfalls mit Hilfe der Monte-Carlo-Simulation – die auf das Pipelinesystem entfallenden Wasserstoffkosten bestimmt, vgl. Abbildung 6.20. Notwendige Annahmen dazu sind die Kapitallaufzeit von 40 Jahren sowie der Zinssatz, der zwischen 8% und 15% variiert wurde. Sonstige Betriebskosten, wie z.B. Wartung und Instandhaltung, wurden pauschal mit 5% der Investitionssumme pro Jahr angenommen. Schließlich wurde auch, wie bereits erläutert, der Aufwand für die Kompression berücksichtigt. Wie bei den Investitionskosten kann auch hier eine Wahrscheinlichkeitsdichte berechnet und können die 5%-Quantile bestimmt werden. So betragen die anteiligen Kosten der Infrastruktur mit 95%iger Wahrscheinlichkeit mehr als 0,65 € für ein kg Wasserstoff. Nach oben ist mit 95%iger Wahrscheinlichkeit damit zu rechnen, dass 0,94 € nicht überschritten werden, vgl. Abbildung 6.20.

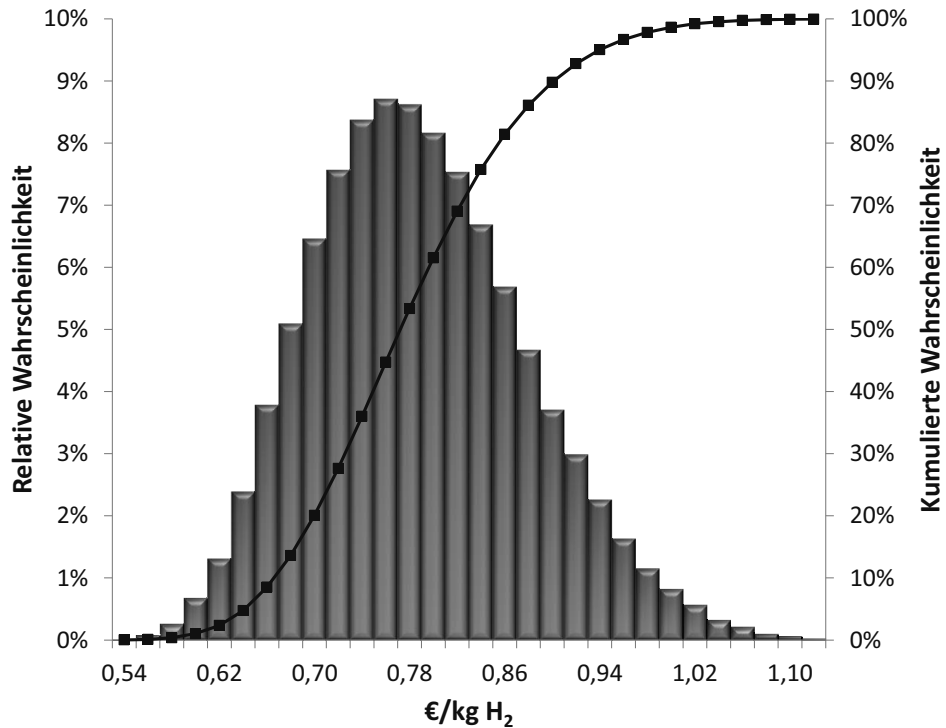


Abbildung 6.20: Wahrscheinlichkeitsdichte, der auf das Pipelinesetz entfallenden Wasserstoffkosten

Die durchschnittlichen Kostenanteile für ein kg Wasserstoff sind in Abbildung 6.21 aufgeführt. Die Kapitalkosten nehmen mit über 60% den größten Anteil ein. Dies deckt sich mit der Erwartung, weil die Kosten für Wartung, Instandhaltung und Betrieb bei Rohrleitungssystemen im Allgemeinen relativ gering sind. Hinzu kommt nach der gültigen Konzessionsabgabenverordnung ein Aufschlag von 0,03 Cent/kWh [296]. Dies entspricht 0,01 €/kg_{H₂}.

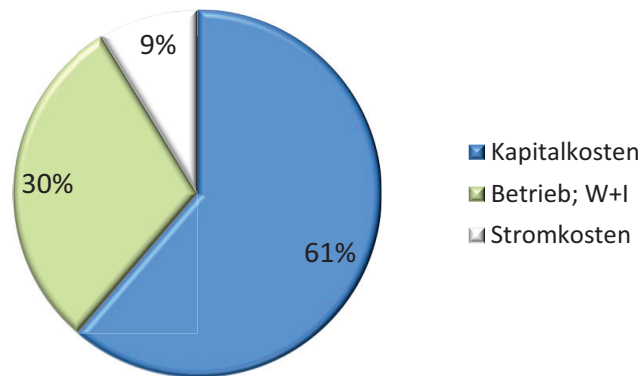


Abbildung 6.21: Durchschnittliche Pipelinekostenanteile für ein kg Wasserstoff

Das Ergebnis der Simulation zeigt, dass ein Wasserstoff-Pipelinesystem in Deutschland insgesamt eine Länge von etwa 48.000 km haben und im Erwartungswert ca. 23 Mrd. € kosten wird. Für die Distribution fällt für Wasserstoff, inkl. Konzessionsabgabe, ein Aufschlag von 0,79 €/kg an. Abbildung 6.22 zeigt eine Deutschlandkarte, in der die Pipeline (rote und gelbe Linien), die Hubs (grüne Punkte) und die Tankstellen (gelbe Punkte) aufgeführt sind. Die Quellen können z.B. Abbildung 6.9 entnommen werden.

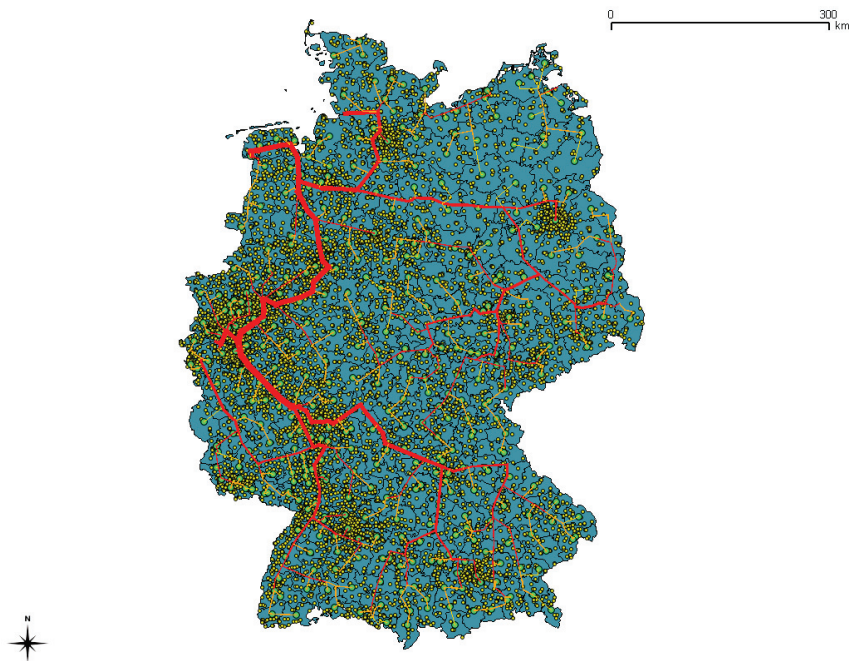


Abbildung 6.22: Wasserstoff-Pipelinesystem in Deutschland

6.6 Zusammenfassung

Um die Kosten eines Pipelinesystems zum Transport von Wasserstoff abschätzen zu können, müssen mehrere Einflussgrößen untersucht werden. Dazu zählen die spezifischen Kosten des Rohrleitungssystems und die der Kompressoren, sowie die Länge des Pipelinesystems. Für letzteres ist es erforderlich, Quellen und Senken zu lokalisieren. 14 Wasserstoffquellen müssten insgesamt 9860 Tankstellen mit Wasserstoff versorgen. Die durchschnittliche Absatzmenge pro Tankstelle beträgt 1,5 t/d. Da nicht alle 14.500 Tankstellen umgestellt werden müssen, erfolgt die Reihenfolge des Anschlusses gemäß der Lage. So werden Tankstellen in großstädtischen Gebieten bevorzugt angeschlossen, dann folgen Tankstellen in städtischen und schließlich in ländlichen Gebieten. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass jeder Landkreis mit einer ausreichenden Menge Wasserstoff versorgt wird.

Da als Quellen Offshore-Windstrom-Elektrolyse und Braunkohlevergasung verwendet werden, ergibt sich eine ungleichmäßig Verteilung von Angebot und Nachfrage. So liegen die Quellen im Norden und in Mitteldeutschland, während der Schwerpunkt des Verbrauchs in Süd-West-Deutschland liegt. Daher ist eine Transmissionspipeline notwendig, um diese Entfernung zu überbrücken. Um einzukalkulieren, dass beim Bau der Pipeline bestimmte Restriktionen einzuhalten sind und daher nicht an beliebigen Standorten gebaut werden kann, orientiert sich das Transmissionsnetz an bestehenden Trassen. Dazu wird das Erdgashochdrucknetz so weit wie möglich verwendet, weil es eine ähnliche Charakteristik aufweist. Andere Trassen wurden nicht untersucht, könnten aber ebenfalls geeignet sein. Im Distributionsnetz liegt keine vergleichbare Auflösung vor, so dass mit Luftlinienverbindungen gearbeitet wird. Um zu berücksichtigen, dass es sich dabei um die minimale Verbindung handelt, wurde ein Umwegfaktor von 1,4 eingeführt. Damit soll die reale Länge möglichst gut wiedergegeben werden.

Die Kosten des Pipelinesystems lassen sich vereinfacht durch eine Kostenfunktion ausdrücken. Dazu werden die Verlege- und Materialkosten berechnet und mit indirekten Kompressorkosten verrechnet. Dies ermöglicht einfache, erste Abschätzungen für die Kosten, die nur vom Durchmesser und der Länge anhängen. Allerdings ist diese Vorgehensweise nicht genau und es kann auch keine Wahrscheinlichkeitsdichte für die Kosten berechnet werden. Letzteres erfordert eine Monte-Carlo-Simulation, bei der für alle relevanten Einflussgrößen Wahrscheinlichkeitsverteilungen vorgegeben werden. Durch eine Simulation kann so die Wahrscheinlichkeitsdichte der Kosten abgeschätzt werden.

Ein Wasserstoff-Pipelinesystem in Deutschland wird insgesamt eine Länge von etwa 48.000 km haben und im Erwartungswert ca. 23 Mrd. € kosten. Für die Distribution fällt ein Aufschlag von 0,79 €/kg an.

7 Gesamtkosten für die Bereitstellung von Wasserstoff

In diesem Kapitel werden die Gesamtkosten für die Bereitstellung von Wasserstoff an den Tankstellen abgeschätzt und schließlich auch die resultierenden Kosten für den Autofahrer. Dazu wird auf die Ergebnisse der vorangegangenen Kapitel zurückgegriffen, um die verschiedenen Kostenanteile zu berechnen. Die Kosten für den Treibstoff setzen sich aus vier Anteilen zusammen: Dies sind die Herstellung, das Pipelinesystem und die Tankstellen. Bei der Windstrom-Elektrolyse müssen zusätzlich noch die saisonalen Speicher berücksichtigt werden, um den Wasserstoff gleichmäßig über das ganze Jahr bereitstellen zu können. Die Herstellung mit Braunkohle kann sehr gut gesteuert werden. Allerdings fallen in diesem Fall Kosten für die CO₂-Emissionen bzw. deren Vermeidung an. Die Herstellungskosten werden nur für zentrale Braunkohlevergasung und Offshore-Windstrom-Elektrolyse berechnet. On-site-Produktion und andere Verfahren, wie z.B. zentrale Dampfreformierung, werden nicht betrachtet. Bei anderen Quellen könnten der Verlauf und die Länge des in Kapitel 6 berechneten Pipelinesystems wesentlich verändert werden. So ist im Extremfall z.B. denkbar, dass an jedem Hub ein Dampfreformer installiert würde, der dann das Transmissionsnetz überflüssig machen würde. Daher sind zumindest die Pipelinekosten, die in diesem Kapitel für den Transport von Wasserstoff anfallen, abhängig von den Ergebnissen aus Kapitel 6. Dies muss berücksichtigt werden, wenn andere Produktionsmöglichkeiten untersucht werden, die geografisch nicht mit den ursprünglichen Quellen übereinstimmen.

7.1 Herstellungskosten

Im Szenario „Moderat“ geht die Studie GermanHy [4] davon aus, dass die Braunkohlevergasung eine der beiden zukünftigen Möglichkeiten zur Herstellung von Wasserstoff sein wird. Um die klimatischen Auswirkungen zu berücksichtigen, wird nur Kohlevergasung mit CO₂-Abscheidung und Speicherung⁴⁵ zugelassen. Daher resultieren neben den Kosten für die Herstellung des Wasserstoffs auch weitere Kosten, um die CO₂-Emissionen zu vermeiden. Der technische Aufbau einer Vergasungsanlage wurde in Kapitel 4 beschrieben. Dabei ist zu beachten, dass die durch die Herstellung von Wasserstoff im Idealfall nur CO₂ als Restgas übrig bleibt und daher die Abscheidung lediglich aus der Trennung von Wasserstoff und CO₂ besteht. Die ist in der Realität nie der Fall, weil stets weitere Gase, wie CH₄ und CO, enthalten sind. Des Weiteren ist auch ein Abtrenngrad von 100% technisch kaum zu erreichen. Um diese Schwierigkeiten zu vermeiden, wird in dieser Arbeit idealisiert angenommen, dass neben H₂ nur CO₂ vorliegt und dieses auch zu 100% abgetrennt und gespeichert werden kann. Eine genauere Betrachtung, die die Anlage verfahrens- und kostentechnisch optimiert, kann in dieser Arbeit nicht erfolgen.

In Tabelle 7.1 sind die Kosten der Wasserstoffherstellung mit einer Braunkohlevergasungsanlage mit CCS aufgeführt. Realistische Kosten für Braunkohle sind kaum anzugeben, weil die Förderreviere den Betreibern gehören und Braunkohle nicht auf dem Markt gehandelt wird. Die Kosten für die Umsiedlung der früheren Einwohner, die Braunkohleabbagger, das spezielle Schienennetz, die Wiederherstellung des Landes am Ende der Förderung usw. werden nicht veröffentlicht. In dieser Arbeit wird daher davon ausgegangen, dass der auf den Energiegehalt bezogene Preis dem für Steinkohle entspricht. Der Heizwert von Braunkohle

⁴⁵ Im Weiteren wird die CO₂-Abtrennung und Speicherung mit CCS (= engl.: Carbon Capture and Storage) abgekürzt.

liegt bei 8,5 MJ/kg. Bei Steinkohle beträgt er ca. 30 MJ/kg. Eine Tonne Steinkohle wird mit ca. 100 € gehandelt [297]. Eine Tonne Braunkohle kostet daher etwa 28,5 €. Für die Investition werden Kosten in Höhe von 1000 €/kW H₂ angenommen. Diese decken sich in etwa mit den Annahmen aus [298, S. 72ff.]. Bei der Kohlevergasung wird eine erhebliche Menge CO₂ während des Prozesses freigesetzt. Ein kg Braunkohle hat einen Wassergehalt von ca. 60%. Von den restlichen 40 % sind etwa 65% Kohlenstoff. Das bedeutet, dass ein kg Braunkohle 260 g C enthält. Bei der Umsetzung werden daher ca. 950 g CO₂ freigesetzt⁴⁶. Bei einem Verbrauch von 58,6 Mio. t/a laut Kapitel 4, werden daher 55,7 Mio. t CO₂/a freigesetzt. Die Kosten für eine Tonne CO₂ schwanken sehr stark. An der EEX⁴⁷ werden Zertifikate bis zu 30 €/t gehandelt [299]. Dies ist allerdings ein Preis, der nur in Europa gilt. Andere Länder, wie z.B. die USA, beteiligen sich nicht. Um den Industriestandort Europa zu schonen, ist auf absehbare Zeit nicht damit zu rechnen, dass die EU die Zertifikatmenge massiv reduzieren wird, um den Preis zu erhöhen. Trotzdem ist dieser Preis insgesamt als niedrig anzusehen. Eine Studie, die vom BDI⁴⁸ und McKinsey herausgegeben wurde, bewertet die CO₂-Vermeidungskosten je nach Sektor mit höchst unterschiedlichen Preisen. Einfache, konstruktive Maßnahmen im Pkw, wie verbesserte Klimaanlage und Reifdruckkontrollen, reduzieren den Verbrauch und sind relativ kostengünstig. Es resultiert ein Preis von ca. 30 €/t CO₂ [300, S. 42]. Diese Verbesserungen sind allerdings nicht ausreichend und weitere Maßnahmen sind sehr teuer. So würden z.B. durch den Einbau von Doppelkupplungsgetrieben Vermeidungskosten von 1000 €/t CO₂ resultieren [300, S. 41]. Hybridisierungen würden sogar mehr als 3000 €/t CO₂ kosten [300, S. 42]. Der Einsatz von Biokraftstoffen, wie z.B. *Biomass-to-Liquid*, würde zwischen 190 und 240 €/t CO₂ kosten [300, S. 43]. Nach den Vorstellungen verschiedener Länder sollen CO₂-Emission mit hohen Steuern verbunden werden [301]. Je nach Fahrzeugklasse und Land werden die Emissionen mit mehreren Hundert €/t CO₂ bewertet. Es ist daher schwierig, den Emissionen einen einheitlichen Wert zu geben. Im Folgenden sollen Kosten von 50 €/t angenommen werden. Durch diesen relativ niedrigen Wert wird berücksichtigt, dass bei einer zentralen Produktion mit CO₂-Abscheidung spezifisch weniger Aufwand entsteht, als durch aufwändige, konstruktive Verbesserungen der Fahrzeuge. Die CCS-Kosten umfassen das Transportsystem, die Kompressoren und die Speicherung.

Neben den Brennstoff-, Emissions- und Investitionskosten werden auch Stromkosten für die Luftzerlegungsanlage und die sonstigen elektrischen Komponenten, wie Verdichter und Pumpen, berücksichtigt.

⁴⁶ Molmasse C: 12g/mol; Molmasse CO₂: 44 g/mol

⁴⁷ Europäische Energiebörse in Leipzig (EEX = European Energy Exchange)

⁴⁸ Bundesverband der Deutschen Industrie

Tabelle 7.1: Wasserstoffherstellungskosten mit Braunkohlevergasung

	Bereich	Einheit	Wert
Investition	Spezifische Investitionskosten ⁴⁹	[€/kW H ₂]	1000
	Volllaststunden	[h/a]	6000
	Kalkulationslaufzeit	[a]	30
	Installierte Leistung	[GW H ₂]	15
	Gesamte Investitionskosten	[€]	15 Mrd.
Brennstoff	Wirkungsgrad	[%]	65
	Energiegehalt Braunkohle	[MJ/kg]	8,5
	Verbrauch Braunkohle	[t/a]	58,6 Mio.
Emission	CO ₂ -Emissionsfaktor für Braunkohle	[kg CO ₂ /kg Braunkohle]	0,95
	CO ₂ -Menge	[t/a]	55,7 Mio.
Strom	Sauerstoffbedarf (spez.), vgl. [302, S.649]	[kg O ₂ /kg Braunkohle]	0,24
	Stromverbr. für Sauerstoffbereitst. (spez.) [302]	[kWh/kg O ₂]	0,25
	Stromverbrauch für Sauerstoffbereitstellung	[kWh/a]	3,53 Mio.
	Verbrauch elektrische Anlagen (spez.)	[kWh/kg H ₂]	3
	Stromverbrauch (elektrische Anlagen)	[kWh/a]	8,1 Mio.
	Stromverbrauch (gesamt)	[kWh/a]	11,6 Mio.
Kosten	Kalkulatorischer Zinssatz	[%/a]	10
	Kapitalkosten	[€/a]	1,59 Mrd.
	Betrieb + W&I (spez.)	[%/a]	5
	Betrieb + W&I	[€/a]	750 Mio.
	Kosten Braunkohle (spez.)	[€/t]	28,5
	Kosten Braunkohle (gesamt)	[€/a]	1,67 Mrd.
	Kosten CO ₂ -Emission (spez.)	[€/t]	50
	Kosten CO ₂ -Emission (gesamt)	[€/a]	2,79 Mrd.
	Stromkosten (spez.)	[€/kWh]	0,1
	Stromkosten (gesamt)	[€/a]	1,16 Mrd.
	Gesamtkosten	[€/a]	7,96 Mrd.
	Massenspezifisch	[€/kg H ₂]	2,95

Die Kostenanteile der Wasserstoffherstellung mit Braunkohlevergasung sind in Abbildung 7.1 zusammengefasst. Insgesamt resultierten Wasserstoffkosten von 2,95 €/kg. Die Emissionskosten machen etwas mehr als ein Drittel aus. Der Anteil von Kapital- und Brennstoffkosten liegt jeweils bei etwa 20%. Auf den Strom entfallen etwa 15% ein. Diese umfassen neben der Luftzerlegungsanlage (LZA) auch die Kosten für die Kompressoren, die Pumpen, die Sicherheitsapparaturen, die Leistungselektronik und die Wasserstoffreinigung. Die Kosten für Betrieb und Wartung/Instandhaltung liegen bei knapp 10%. Bei einem Preis von 100 €/t CO₂ würden Wasserstoffkosten von 3,98 €/kg und ein Emissions-Anteil von über 50% auf die Herstellungskosten entfallen.

⁴⁹ Ein Kraftwerk kostet ca. 1000 €/kW_{el}. In dieser Arbeit wird angenommen, dass diese Kosten auf die Kohlevergasung übertragen werden können, vgl. Kapitel 4.

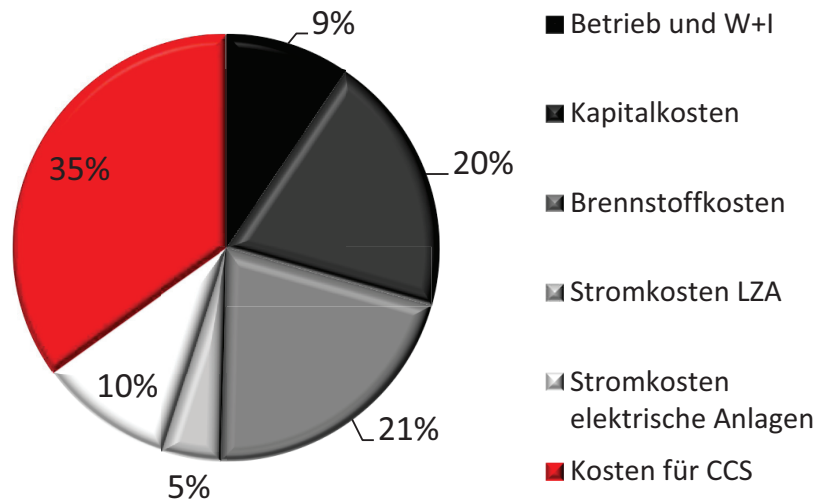


Abbildung 7.1: Kostenanteile der Wasserstoffherstellung mit Braunkohlevergasung

Im Szenario „Moderat“ der Studie GermanHy wird als zweite Herstellungsmöglichkeit Offshore-Windstrom-Elektrolyse verwendet. Der technische Aufbau einer Elektrolyseanlage und das Potenzial von Offshore-Windstrom wurden in Kapitel 4 behandelt. In Tabelle 7.2 sind die Herstellungskosten aufgeführt. Die Volllaststunden sind halb so hoch wie bei der Kohlevergasung, weshalb die installierte Leistung entsprechend höher ist. Der Grund dafür liegt darin, dass die Elektrolyseanlagen in erster Linie Überschussstrom von Windkraftanlagen verwenden sollen, der ihnen nur zur Verfügung gestellt wird, wenn weniger Strom ins Netz eingespeist werden kann, als zu diesem Zeitpunkt zur Verfügung gestellt wird. Auch wenn dieser Strom damit de facto einen Wert von „Null“ hat, weil er nicht ins Netz eingespeist werden kann, wird er in dieser Arbeit mit 0,06 €/kWh bewertet. Dies entspricht den momentanen Stromgestehungskosten von Onshore-Windanlagen⁵⁰. Die garantierte Einspeisevergütung liegt ab 2012 bei knapp 5 Cent/kWh und reduziert sich planmäßig bis 2021 auf ca. 4,25 Cent/kWh [303, S.12]. Es wird in dieser Arbeit angenommen, dass zukünftig auch Offshore-Windstrom nicht mehr kosten soll⁵¹. Durch eine solche Vergütung würde sichergestellt, dass sich auch zukünftig Investitionen in Windkraftanlagen lohnen, weil der Strom immer zumindest kostendeckend abgesetzt werden kann. Damit sind insgesamt auch die relativ hohen Volllaststunden von 3000 angemessen. Würden sie darunter liegen, könnte der Strom nicht zu den Gestehungskosten vergütet werden, weil die Elektrolyseurbesitzer das vollständige Risiko zu tragen hätten. Auch die Investitionskosten sind mit 500 €/kW_{H₂} [279] relativ hoch für große Anlagen, vgl. Kapitel 5. Elektrolyseure werden im Moment maximal nur bis ca. 1000 kg H₂/d hergestellt. Dies entspricht einer Leistung von ca. 1,3 MW. Da große Anlagen mehrere 100 MW haben müssen, ist davon auszugehen, dass ähnlich wie bei Dampferformern geringere Kosten resultieren werden.

⁵⁰ Annahme: 800 €/kW; 8%/a Zins, 5%/a O&M, 20 Jahre Laufzeit, 2000 Volllaststunden.

⁵¹ Heute: 7,4 ct-€/kWh; mit 1500 €/kW, 8%/a Zins, 5%/a O&M, 20 Jahre Laufzeit, 3000 Volllaststunden.

Tabelle 7.2: Wasserstoffherstellungskosten mit Windstrom-Elektrolyse

	Bereich	Einheit	Wert
Investition	Spezifische Investitionskosten ⁵²	[€/kW H ₂]	500
	Volllaststunden	[h/a]	3000
	Kalkulationslaufzeit	[a]	30
	Installierte Leistung	[GW H ₂]	30
	Gesamte Investitionskosten	[€]	15 Mrd.
Strom	Wirkungsgrad ⁵³	[%]	70
	Strombedarf für Wasserstoffherstellung (spez.)	[kWh/kg H ₂]	47,6
	Strombedarf für elektrische Anlagen (Kompression, etc.)	[kWh/kg H ₂]	3
	Stromverbrauch (gesamt)	[kWh/a]	137 Mrd.
Kosten	Kalkulatorischer Zinssatz	[%/a]	10
	Kapitalkosten	[€/a]	1,59 Mrd.
	Betrieb + W&I (spez.)	[%/a]	5
	Betrieb + W&I	[€/a]	749 Mio.
	Stromkosten (spez.)	[€/kWh]	0,06
	Stromkosten (gesamt)	[€/a]	8,2 Mrd.
	Gesamtkosten	[€/a]	10,5 Mrd.
	Massenspezifisch	[€/kg H ₂]	3,90

Obwohl der Strom nur mit den Gesteitungskosten, d.h. ohne Netzkosten etc., angesetzt wird, nimmt er fast 80% an der Herstellung ein, vgl. Abbildung 7.2. Die resultierenden Kosten sind mit 3,90 €/kg etwa 30% höher als bei der Kohlevergasung.

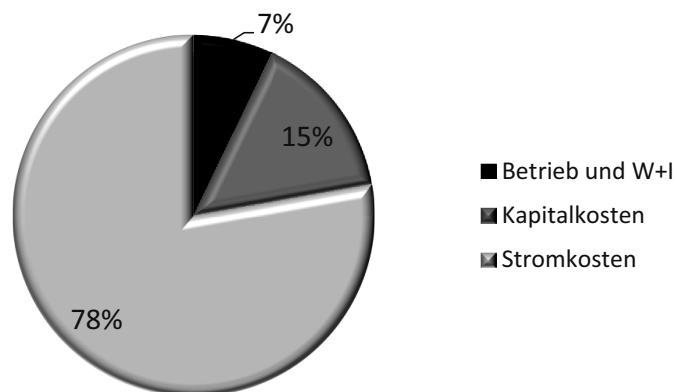


Abbildung 7.2: Kostenanteile der Wasserstoffherstellung mit Windstrom-Elektrolyse

Abbildung 7.3 zeigt die Auswirkungen, wenn die Volllaststunden und/oder der vergütete Strompreis verändert werden. Der Preis für Wasserstoff steigt auf der einen Seite auf 5,63 €/kg, wenn bei einer Vergütung von 0,06 €/kWh nur 1000 Volllaststunden realisiert werden.

⁵² Vgl. Kapitel 4

⁵³ Bezogen auf den Heizwert des Wasserstoffs.

Auf der anderen Seite sinkt der Preis nur auf 3,36 €/kg bei 8000 h/a. Dies liegt daran, dass der Strompreis einen sehr hohen Anteil einnimmt, vgl. Abbildung 7.2, und mit abnehmender Betriebszeit, der relative Anteil der fixen Kosten zunimmt. Würde der Strom kostenlos zur Verfügung gestellt, könnte bereits bei 1000 h/a ein Preis von 2,60 €/kg H_2 erreicht werden. Dies ist weniger als bei der Braunkohlevergasung.

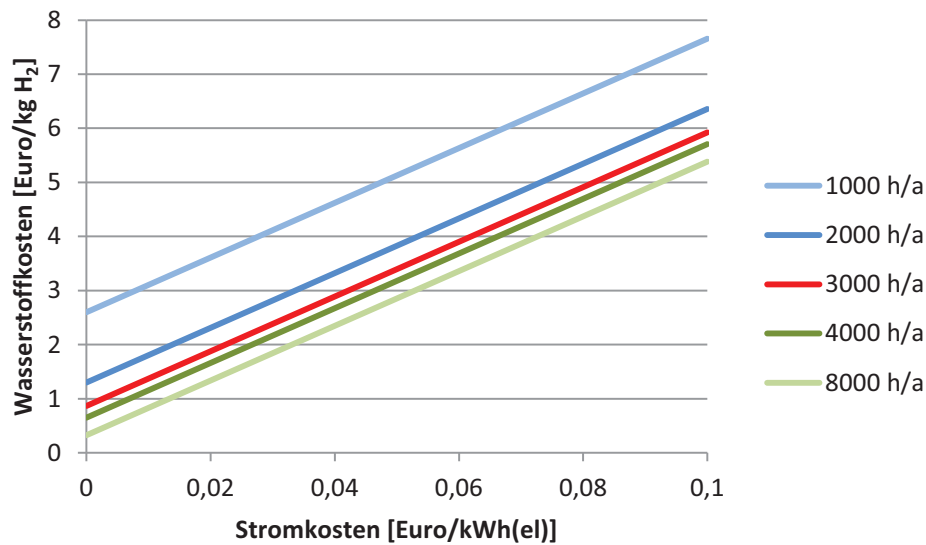


Abbildung 7.3: Wasserstoffkosten abhängig vom vergüteten Strompreis und den Volllaststunden

7.2 Bereitstellungskosten an der Tankstelle

Neben den Kosten für die Herstellung und die Distribution, müssen für die Bereitstellung an der Tankstelle auch deren Modifikationskosten berücksichtigt werden. Eine konventionelle Tankstelle mit 8 Zapfsäulen kostet im Neubau ca. 1,5 Mio. €. Der Modifikationsbedarf wird mit ca. 1 Mio. € angegeben [304, 305]. In Tabelle 7.3 werden die Kosten der Tankstelle aufgeführt. Es wird angenommen, dass ausschließlich bestehende Tankstellen modifiziert werden.

Tabelle 7.3: Anteilige Wasserstoffkosten für die Tankstelle

	Bereich	Einheit	Wert
Investition	Spezifische Investitionskosten	[€/Tankstelle]	1 Mio.
	Anzahl Tankstellen	[-]	9.860
	Kalkulationslaufzeit	[a]	30
	Umsatzmenge	[kg H ₂ /d]	1500
	Gesamte Investitionskosten	[€]	9,86 Mrd.
Strom	Strombedarf für elektrische Anlagen (Kompression, etc.)	[kWh/kg H ₂]	2,5
	Stromverbrauch (gesamt)	[kWh/a]	13,5 Mrd.
Kosten	Kalkulatorischer Zinssatz	[%/a]	10
	Kapitalkosten	[€/a]	1,05 Mrd.
	Betrieb + W&I (spez.)	[%/a]	5
	Betrieb + W&I	[€/a]	493 Mio.
	Stromkosten (spez.)	[€/kWh]	0,1
	Stromkosten (gesamt)	[€/a]	1,35 Mrd.
	Gesamtkosten	[€/a]	2,89 Mrd.
	Massenspezifisch	[€/kg H ₂]	0,53

Die Anzahl der modifizierten Tankstellen beträgt 9.860. Für die Kompression, die Kühlung und sonstige elektrische Anlagen wird ein Verbrauch von 2,5 kWh/kg angenommen [304]. Dabei wird in [304] davon ausgegangen, dass der Wasserstoff mit 30 bar angeliefert wird. In dieser Arbeit werden für das Distributionsrohr 100 bar angenommen. Mit dieser Auslegung wird der Ausgleich von Schwankungen berücksichtigt. Trotzdem wird der elektrische Bedarf an der Tankstelle nicht verändert, um einen Sicherheitsaufschlag zu berücksichtigen. Es handelt sich daher um eine konservative Annahme. Die Kostenanteile der Tankstelle sind in Abbildung 7.4 dargestellt. Die Kapitalkosten nehmen knapp die Hälfte ein und die Stromkosten etwa 36%. Der Rest entfällt auf Betrieb und Wartung/Instandhaltung.

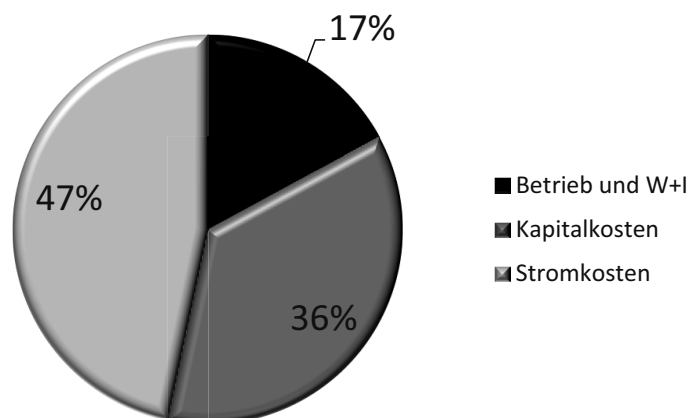


Abbildung 7.4: Kostenanteile einer Wasserstofftankstelle

Ein Vergleich der Endkosten zeigt, dass elektrolytischer Wasserstoff mit Windstrom zwischen 1% und 70% teurer ist als Wasserstoff der via Kohlevergasung erzeugt wurde, vgl. Tabelle 7.4. Die anteiligen Kosten für Rohrsystem und Tankstellen werden als konstant angenommen und damit auf beide Herstellungsverfahren gleichmäßig aufgeteilt. Die Großspeicher, die den saisonalen Charakter des Windstromangebots ausgleichen, werden nur der Windstrom-Elektrolyse zugerechnet. Es wurde dazu angenommen, dass die Investitionssumme etwa 3 Mrd. € beträgt. Der Zinssatz wurde mit 10% angenommen und die Laufzeit mit 40 Jahren. Für Betrieb und Wartung/Instandhaltung wurden 2% veranschlagt. Genauere Informationen können Kapitel 4 entnommen werden.

Wasserstoff hat einen Heizwert von 120 MJ/kg, während Benzin einen Heizwert von ca. 31 MJ/l hat. Das bedeutet, dass ein kg Wasserstoff energetisch fast vier Litern Benzin entspricht und daher rechnerisch auch etwa vier Mal so teuer sein darf. Bei einer genaueren Vergleichsrechnung müssten allerdings noch die verschiedenen Fahrzeugtypen miteinander verglichen werden, weil Brennstoffzellen einen wesentlich besseren Wirkungsgrad als Verbrennungsmotoren haben und daher weniger Treibstoff benötigen, vgl. Kapitel 2.

Tabelle 7.4: Vergleich der Endkosten für Wasserstoff bei Kohlevergasung mit CCS und Windstrom-Elektrolyse (ohne Steuern)

		Kohlevergasung			Windstrom-Elektrolyse
		Ohne CCS	CCS 50	CCS 100	
Produktion	[€/kg]	1,74	2,95	3,98	3,90
Distribution	[€/kg]	0,79	0,79	0,79	0,79
Tankstelle	[€/kg]	0,53	0,53	0,53	0,53
Speicher	[€/kg]	0	0	0	0,14
Summe	[€/kg]	3,07	4,27	5,3	5,36
Benzinäquivalent ⁵⁴	[€/l]	0,79	1,10	1,37	1,39

Der preisliche Unterschied hängt stark vom angenommenen CO₂-Preis ab. Wird dem CO₂ kein Wert gegeben, ist der elektrolytische Wasserstoff ca. 70% teurer. Wird wie in Szenario CCS 50 aus Tabelle 7.4 ein Preis von 50 €/t angesetzt, liegt der Unterschied bei ca. 26%. Schließlich sind die Kosten praktisch gleich, wenn die Tonnen CO₂ mit 100 € veranschlagt wird, wie dies in Szenario CCS 100 aus Tabelle 7.4 der Fall ist.

Die Herstellungskosten nehmen in beiden Varianten den größten Anteil ein. Bei der Braunkohlevergasung entfallen auf die Produktion etwa 69%, während es bei der Elektrolyse 73% sind, vgl. Abbildung 7.5. Für die Braunkohlevergasung wurden 50 €/t CO₂ angenommen und den Herstellungskosten zugerechnet.

⁵⁴ Annahme: 31 MJ/l

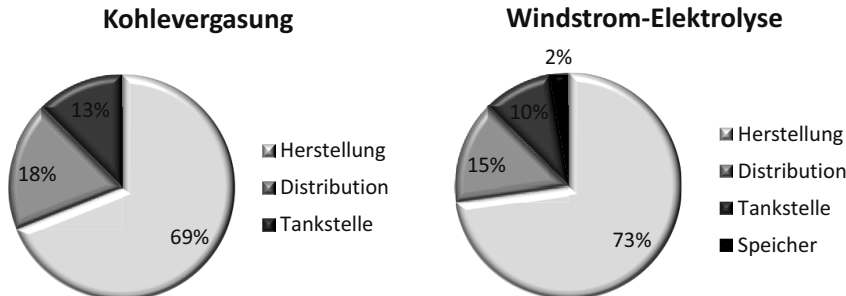


Abbildung 7.5: Vergleich der Kostenanteile für Wasserstoff mit Kohlevergasung und Windstrom-Elektrolyse

Bei der Elektrolyse ist positiv anzumerken, dass sie einen wichtigen Beitrag zum Ausbau von Windkraftanlagen liefern kann, weil sie den Strom nutzt, wenn er im Netz nicht benötigt wird. Volkswirtschaftlich ist die Elektrolyse daher unter den gegebenen Bedingungen interessant, weil der Windstrom nicht subventioniert werden muss, um genug Anreize für einen weiteren Ausbau zu schaffen. Betriebswirtschaftlich ist sie es, wenn die Stromgestehungskosten nicht vollständig vergütet werden müssen oder der Wasserstoff aus Windstrom nicht vollständig den Mineralölsteuern unterworfen wird und die CO₂-Emissionen bei der Kohlevergasung entsprechend hoch besteuert werden.

7.3 Vergleich der Umweltauswirkungen

In Deutschland werden bei der Stromerzeugung ca. 310 bis 330 Mio. t emittiert [306]. Deutsche Pkw emittieren zum Vergleich etwa 100 Mio. t CO₂, vgl. Kapitel 2. Da die Herstellung und der Transport von Wasserstoff Strom benötigen, muss für einen Vergleich die gesamte Energiekette berücksichtigt werden, um die möglichen CO₂-Einsparungen berechnen zu können. Der Windstrom, den die Elektrolyse benutzt, ist nahezu CO₂-frei. CO₂-Werte, können im Rahmen von Life-Cycle-Assessments (LCA) berechnet werden. Pro kWh Windstrom fallen zwischen 6 und 13 g CO₂ an, wie in Tabelle 7.5 gezeigt wird.

Tabelle 7.5: Spezifische CO₂-Emissionen von Offshore-Windanlagen

CO ₂ -Emission [g CO ₂ /kWh _{el}]	Anlagengröße (Offshore)	Quelle
11 – 13	2 MW	307
6 – 12	5 MW	308
11,5	2 MW	309

Bei der Braunkohlevergasung entstehen, z.B. durch den Abbau und den Transport der Kohle, weitere Emissionen. Sie nehmen bei Kohlekraftwerken nach [310, S. 29] ca. 2% an den Gesamtemission ein. Dies sind etwa 20 g CO₂/kWh_{el}. Der Wert wird von [311, S. 230] für Braunkohlekraftwerke bestätigt. Bei der Vergasung werden pro kg Wasserstoff 21,7 kg Braunkohle benötigt. Mit einem CO₂-Faktor von 0,95, vgl. Tabelle 7.1, resultieren damit Emissionen von 20,6 kg CO₂/kg H₂ bzw. 620 g CO₂/ kWh_{H₂}. Dies wird mit 20,58 kg CO₂/kg

H₂ von [312] bestätigt. Nehmen die zusätzlichen Emissionen auch hier ca. 2% ein, resultieren daraus 0,41 kg CO₂/kg H₂ bzw. 12 g CO₂/kWh_{H₂}.

Zusätzlich müssen auch die Emissionen des Pipelinesetzes und der Tankstellen berücksichtigt werden. Hier liegen, mit Ausnahme des Stromverbrauchs, keine LCA-Daten vor. Da allerdings stets konservative Werte angenommen wurden, soll dieser Aspekt vernachlässigt werden. Genauere Untersuchungen müssen zeigen, ob diese Annahme zulässig ist. Es wird angenommen, dass Netzstrom verwendet wird und ökologisch entsprechend berücksichtigt werden muss. Pro kWh wurden im deutschen Strom-Mix 2010 563 g CO₂ freigesetzt [306]. Für das Jahr 2050 werden in dieser Arbeit mehrere Szenarien definiert und untersucht, vgl. Tabelle 7.6.

Tabelle 7.6: Szenarien für die spezifische CO₂-Emission im deutschen Strom-Mix 2050

Szenario	Spezifische CO ₂ -Emission [kg CO ₂ /kWh _{el}]
Szenario 1	0,563
Szenario 2	0,25
Szenario 3	0,1
Szenario 4	0

Im ersten Szenario bleibt der CO₂-Anteil pro kWh konstant. Dies ist durch den steigenden Anteil der erneuerbaren Energien und die besseren Wirkungsgrade der neuen fossilen Kraftwerke allerdings nicht realistisch. Daher werden in den weiteren Szenarien die spezifischen CO₂-Emissionen gesenkt, bis sie schließlich Null betragen. Dies ist der Idealwert für das Jahr 2050. Wahrscheinlichkeiten und mögliche Auswirkungen auf den Strompreis werden nicht untersucht. Um eine Vergleichbarkeit herzustellen, werden die resultierenden CO₂-Emissionen pro km angegeben. Dabei wird davon ausgegangen, dass ein Brennstoffzellenfahrzeug ein kg Wasserstoff für 100 km benötigt, vgl. Kapitel 2.

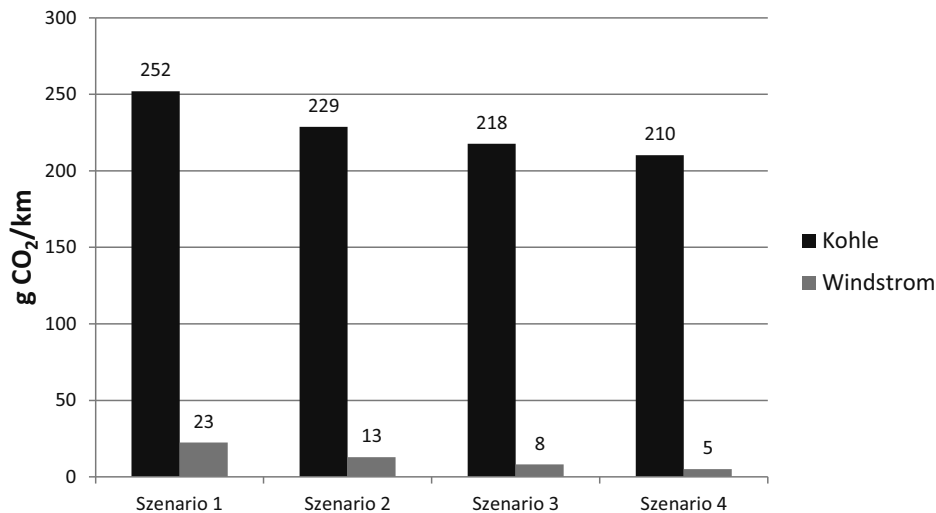


Abbildung 7.6: Vergleich der CO₂-Emission pro km Fahrstrecke

Die EU hat die angestrebte Emissionsgrenze für Verbrennungsmotoren auf 120 bis 130 g CO₂ pro km zurückgelegter Fahrstrecke festgelegt [313]. Durch den Einsatz von Brennstoffzellenfahrzeugen mit Wasserstoff aus Kohle ergibt sich daher kein Vorteil bezogen auf die Klimaproblematik, weil stets CO₂-Emissionen über 200 g/km resultieren, vgl. Abbildung 7.6. Mit Kohle kann das Ziel der Emissionsreduktion nur erreicht werden, wenn auf CO₂-Abscheidung und Speicherung zurückgegriffen wird. Mit Windstrom ist nicht nur lokal, sondern auch in der gesamten Energiekette fast emissionsfreies Fahren möglich.

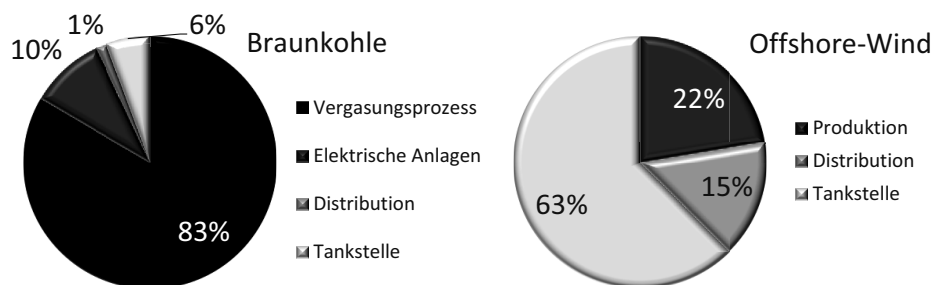


Abbildung 7.7: Anteile an den CO₂-Emissionen

Die Emissionen teilen sich sehr unterschiedlich auf. Abbildung 7.7 zeigt die Anteile der Emissionen unter Annahme der aktuellen, spezifischen CO₂-Emission für Netzstrom, die in Tabelle 7.6 aufgeführt ist. Bei der Braunkohlevergasung nimmt der eigentliche Vergasungsprozess über 80% an den Gesamtemissionen ein, wie Abbildung 7.7 entnommen werden kann. Das bedeutet, dass selbst bei vollkommen CO₂-freiem Netzstrom der überwiegende Teil der Emissionen erhalten bleibt. Inklusiv elektrischer Anlagen, wie z.B. der Luftzerlegungsanlage, entfallen über 90% auf den Herstellungsprozess. Zu beachten ist, dass die direkten Emissionen bei der Vergasung durch CCS abgetrennt werden können. Daher ist es technisch möglich, diesen Teil zu speichern, womit er keine Klimaauswirkungen mehr hätte. Durch CCS könnten die Emissionen damit im Idealfall um etwa 80% gesenkt werden, womit die Vorgaben der EU-Kommission theoretisch erfüllt wären. Ob die Speicherung sich technisch sicher und ökonomisch sinnvoll umsetzen lässt, ist allerdings fraglich und kann an dieser Stelle nicht geklärt werden. Akzeptanzprobleme in der Bevölkerung führen ebenfalls dazu, dass diese Möglichkeit des Klimaschutzes unwahrscheinlich ist.

Beim Windstrom werden etwa ¼ der CO₂-Emissionen durch den Netzstrom verursacht. Das bedeutet, dass durch ein generelles Absenken der Netzstrom-Emission, auch unter Berücksichtigung der gesamten Energiekette, fast Emissions-freies Fahren ermöglicht wird. Daher ist die Windstrom-Elektrolyse nicht nur ökonomisch, sondern insbesondere auch ökologisch sehr interessant, um den Straßenverkehr zukünftig mit Treibstoff zu versorgen.

Die gesamten Investitionskosten, d.h. inkl. Elektrolyse, Braunkohlevergasung, Speichern, Distributionsnetz und Tankstellen, liegen bei ca. 66 Mrd. €. Abbildung 7.8 zeigt die Anteile und die absoluten Kosten, die durch den Bau eines Wasserstoffinfrastruktursystems resultieren würden, welches auf den Annahmen der Studie GermanHy bezüglich Verbrauch und Quellen basiert.

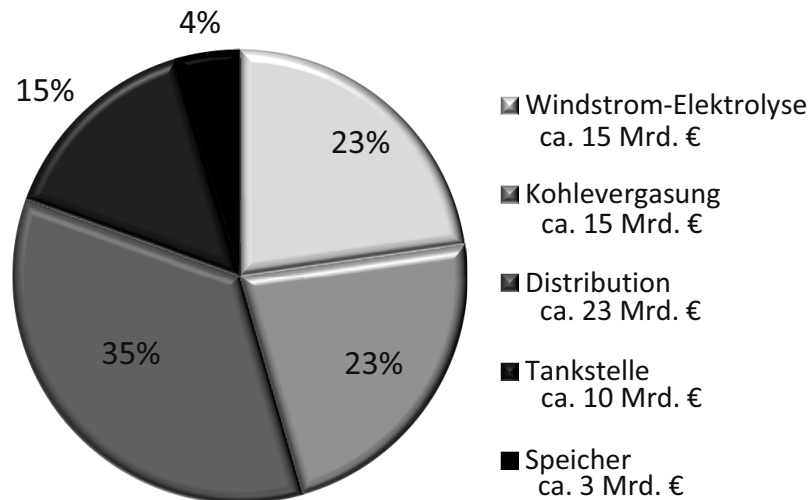


Abbildung 7.8: Investitionskosten und deren Anteile für eine Wasserstoffinfrastruktur

7.4 Zusammenfassung

Zur Herstellung von Wasserstoff werden in dieser Arbeit zwei unterschiedliche Möglichkeiten untersucht: Dies sind die Braunkohlevergasung und die Offshore-Windstromelektrolyse. Ein direkter Vergleich der Herstellungskosten zeigt, dass die Braunkohlevergasung unter Vernachlässigung von CO₂-Emissionen kostengünstiger ist. Es entstehen Kosten in Höhe von 1,74 €/kg H₂. Im Vergleich dazu kostet der regenerativ hergestellte Wasserstoff etwa 3,90 €/kg H₂. Dieser enorme Unterschied relativiert sich, wenn die CO₂-Emissionen in die Berechnung mit einkalkuliert werden. Die möglichen Kosten pro Tonne CO₂ bewegen sich zwischen 30 € und 3000 €. Der erste Preis kann für heutige EU-Verhältnisse im Kraftwerk- und Industriesektor angenommen werden. Die meisten anderen Länder haben keine vergleichbare Regelung, weshalb dieser Preis bewusst relativ niedrig angesetzt wird, um die eigene Industrie nicht zu benachteiligen. Die höheren Kosten gelten für konstruktive Maßnahmen im Pkw, um den Verbrauch und damit die CO₂-Emissionen zu senken. Da die zentrale CO₂-Abscheidung und Speicherung, spezifisch gesehen, wesentlich weniger aufwändig als die Entwicklung neuer Materialien und Systeme für Pkw ist, wird in dieser Arbeit ein Wert angenommen, der tendenziell am unteren Ende der Kosten liegt. Bereits bei einem CO₂-Preis von knapp 100 €/t sind die Gestehungskosten identisch.

Neben der Herstellung müssen auch die Kosten für die Distribution und die Bereitstellung an den Tankstellen berücksichtigt werden. In dieser Arbeit wird angenommen, dass die Kosten sich gleichmäßig auf beide Verfahren aufteilen. Im Gegensatz zur Kohle, müssen bei der Elektrolyse allerdings noch die saisonalen Speicher berücksichtigt werden. Dazu eignen sich am besten Salzkavernenspeicher, welche insgesamt bis zu 3 Mrd. € kosten werden. Die Kosten für die Distribution liegen bei 0,79 €/kg. Auf die Tankstellen entfallen 0,53 €/kg. Bezogen auf ihr Benzinäquivalent liegen die Bereitstellungskosten an der Tankstelle insgesamt,

ohne Steuern, zwischen 0,79 €/l und 1,37 €/l bei Braunkohle und 1,39 €/l bei Windstrom. Die gesamten Investitionskosten, d.h. inkl. Elektrolyse, Braunkohlevergasung, Speichern, Distributionsnetz und Tankstellen, liegen bei ca. 66 Mrd. €.

Um den Klimaschutz zu gewährleisten, ist es erforderlich die CO₂-Emissionen im Straßenverkehr zu senken. Wird Wasserstoff mit Braunkohlevergasung ohne CCS hergestellt, ergeben sich klimatechnisch keine Vorteile gegenüber konventionellen Verbrennungsmotoren mit fossilen Brennstoffen. So liegen die CO₂-Emissionen der gesamten Kette zwischen 210 und 250 g CO₂/km Fahrstrecke. Dies ist etwa doppelt so hoch wie von der EU angestrebt. Es ist daher zwingend erforderlich, das CO₂ abzuscheiden, was allerdings bisher weder technisch noch ökonomisch im großen Maßstab möglich und darüber hinaus mit hohen Akzeptanzproblemen behaftet ist. Die Elektrolyse ist hier klar im Vorteil, weil nur CO₂-Emissionen zwischen 5 und 23 g/km in der gesamten Kette entstehen. Regenerativ hergestellter Wasserstoff ist ökologisch interessant. Werden die Emissionen bei der Braunkohlevergasung monetär mit etwa 100 €/t CO₂ bewertet, ist der regenerativ hergestellte Wasserstoff auch ökonomisch konkurrenzfähig. Er stellt damit eine sinnvolle Alternative zu heutigen Treibstoffen dar.

8 Diskussion der Ergebnisse und Literaturabgleich

In den Kapiteln 6 und 7 werden die Länge und die Kosten eines Wasserstoff-Pipelinesystems für Deutschland untersucht. Dazu werden die Erkenntnisse aus Kapitel 4 und Kapitel 5 verwendet. Bei der Literaturrecherche wurde bezüglich Materialien, Länge und Gesamtkosten kein Referenzfall gefunden, der für einen Vergleich herangezogen werden könnte. Allerdings wurden zu den spezifischen Kosten eines Pipelinesystems für Wasserstoff bereits Überlegungen angestellt. Ziel dieses Kapitels ist es, die Ergebnisse aus den bisherigen Kapiteln auf ihre Belastbarkeit hin zu prüfen. Von Relevanz dazu sind die Länge, die Investitionskosten und letztlich die Kosten pro kg Wasserstoff, die durch die Kapital- und Betriebskosten bestimmt werden.

8.1 Investitionskosten des Pipelinesystems

In dieser Arbeit wird angenommen, dass sich die Trassierung des Transmissionsnetzes am Hochdruckerdgasnetz orientiert, während die Tankstellen in abfallender Hierarchie im kleinsten Abstand an die Hubs angeschlossen werden. Umwege im Distributionsnetz werden durch einen Sicherheitsaufschlag berücksichtigt. Die Länge eines Rohrsystems für Deutschland wird auch bei GermanHy [4] nicht angegeben. Von den gleichen Autoren wird allerdings in [298] für das Jahr 2030 eine Pipelinelänge genannt. Dabei werden weder die Lage der Quellen oder der Senken noch der Verlauf des Rohrsystems erläutert. Es werden ebenfalls Braunkohlevergasung und Windstrom-Elektrolyse als Wasserstoffquellen verwendet. Die Länge des Transmissionsnetzes bei Braunkohle wird mit 1.600 km und bei Elektrolyse mit 400 km angegeben [298, S. 78]. Das Distributionsnetz soll in den beiden Fällen 12.000 bzw. 1.200 km lang sein [298, S. 78]. Für ganz Deutschland konnte bei hoher Wasserstoffdurchdringungsrate kein Referenzfall gefunden werden, der diskutiert werden könnte. Ob die in dieser Arbeit ermittelten 12.000 km im Transmissions- und die 36.000 km im Distributionsnetz gerechtfertigt sind, kann mit Literaturdaten weder bestätigt noch widerlegt werden. Da sich diese Arbeit allerdings am bestehenden Hochdruckerdgasnetz bei der Transmission orientiert und einen großzügigen Längenfaktor im Distributionsnetz verwendet, können die berechneten Längen als belastbar angesehen werden. Das Erdgasnetz in Deutschland ist zum Vergleich etwa 443.000 km lang, wovon etwa 119.000 km auf den Hochdruckteil entfallen [314]. Im Detail besteht jedoch weiterer Klärungsbedarf. Das gilt insbesondere für das Distributionsnetz.

Tabelle 8.1 zeigt, dass ein länderübergreifender Vergleich schwierig ist. Der Literatur wurden Angaben zu den Niederlanden und den US-Staaten Utah, Colorado, Arizona und New Mexico für das Jahr 2050 entnommen. In der Studie zu den Niederlanden wird davon ausgegangen, dass bei einer Durchdringungsrate von 40% ca. 700.000 t Wasserstoff im Jahr für den Straßenverkehr benötigt werden. Dazu wird ein Pipelinenetz verwendet, das insgesamt 21.000 km lang ist. Für jede Tankstelle wird pauschal eine Pipelinelänge von 3 km im Distributionsnetz angenommen. In dieser Arbeit ergibt sich ein Faktor von 3,6 km/Tankstelle, wobei jedoch die Tankstellendichte in Deutschland deutlich geringer ist. Die angenommene Zahl von 4.000 Tankstellen in den Niederlanden soll eine Fläche von knapp 42.000 km² versorgen, das sind ca. 10 km²/Tankstelle. In Deutschland liegt das Verhältnis bei etwa 36 km²/Tankstelle. Der Vergleich der Investitionskosten zeigt, dass für die Niederlande bei ei-

nem ähnlich großen Pipelinesystem Kosten von ca. 20,5 Mrd. € resultieren würden⁵⁵. Die Differenz entspricht in etwa dem Anteil der Kompressoren, die für die Niederlande nicht berücksichtigt wurden. Bezüglich Größe und Kosten sind daher die Werte weitgehend identisch.

Für die US-Staaten Utah, Colorado, Arizona und New Mexico wurde ein Transmissionsnetz mit realen geografischen Daten untersucht. Die Distribution war nicht Gegenstand der Untersuchung. Es wurden verschiedene Marktdurchdringungen von Brennstoffzellenfahrzeugen angenommen. Tabelle 8.1 zeigt das Szenario mit einem Anteil von 75%. In Deutschland leben etwa 5-mal mehr Einwohner als in den betrachteten US-Staaten. Der Treibstoffverbrauch ist allerdings nur etwa 3,4-mal so hoch. Dies kann auf die unterschiedlichen Fahrgewohnheiten und die zurückgelegten Distanzen zurückgeführt werden. Für das Transmissionsnetz in Deutschland wurden in dieser Arbeit 6,5 Mrd. € berechnet. Dies ist fast doppelt so hoch wie der Wert, der für die US-Staaten angegeben wird, vgl. Tabelle 8.1. Teilweise kann diese Differenz auf die in den USA vernachlässigten Kompressoren und den relativ hohen, angenommenen Wechselkurs von 1,4 \$/€ zugeführt werden. Dennoch scheint das in dieser Arbeit berechnete Transmissionsnetz sehr konservativ abgeschätzt zu sein.

Tabelle 8.1: Vergleich verschiedener Wasserstoffversorgungsszenarien in drei Ländern

Land		Niederlande [315] ¹	USA [316] ^{1,2}	Deutschland ^{1,3}
Fläche	[km ²]	41.543 [317]	1.090.004 ⁴	357.022 [318]
Einwohner	[-]	16.730.632 [317]	16.244.277 ⁴	81.305.856 [318]
Marktdurchdringung BZ-Fahrzeuge 2050	[%]	40	75	75
Wasserstoffverbrauch	[t/a]	700.000	1.600.000	5.400.000
Transmissionspipeline	[km]	9.000	12.000	12.000
Distributionspipeline	[km]	12.000	k.A.	36.000
Investitionskosten	[€]	9 Mrd.	3,4 Mrd.	23 Mrd.
¹ Quelle, sofern nicht anders angegeben. ² Es werden nur die Staaten Utah, Colorado, Arizona und New Mexico betrachtet ³ Annahmen bzw. Ergebnisse dieser Arbeit ⁴ Zusammengerechnete Werte; Daten aus [319]				

Es ist anzumerken, dass Länge und Verlauf des Transmissionsnetzes abhängig von den verwendeten Quellen sind. Ändert sich deren Lage, so kann daraus ein anderer Pipelineverlauf resultieren. Die Braunkohlenutzung, mit der in dieser Arbeit die Hälfte des Wasserstoffs hergestellt wird, ist umstritten. So lehnte der Deutsche Bundesrat am 23.09.2011 einen Gesetzesentwurf zur CO₂-Speicherung ab [320]. Deutschland hat sich verpflichtet, seinen CO₂-Ausstoß zu senken. Daher ist davon auszugehen, dass sich die Braunkohlevergasung ohne CCS nicht durchsetzen wird. Es muss geprüft werden, wie sich Länge und Verlauf der Transmissionspipeline ändern, wenn andere Quellen, wie Onshore-Windstromelektrolyseure, Biomassevergasung, Dampfreformer mit Erdgas und Importwasserstoff eingesetzt werden. Bei Veränderung der Lage der Quellen und damit des Transmissionsnetzverlaufs ist keine nennenswerte Auswirkung auf das Distributionsnetz zu erwarten, solange es sich weiterhin um eine zentrale Einspeisung handelt. In Kapitel 5 wird eine klare Trennung von Transmissions- und Distributionsnetz vorgenommen. Wird der Wasserstoff allerdings dezentral hergestellt, muss auch das Distributionsnetz grundlegend neu geprüft werden.

⁵⁵ 9 Mrd. € / 21.000 km (Pipeline-NL) * 48.000 km (Pipeline-Deutschland) = 20,5 Mrd. €

In Tabelle 8.2 werden die Ergebnisse dieser Arbeit bezüglich der Länge und die kritischen Anmerkungen zusammengefasst, die in weiteren Arbeiten behandelt werden sollten. Es konnte, wie bereits gesagt, keine Literatur gefunden werden, die als Vergleichsmaßstab herangezogen werden könnte.

Tabelle 8.2: Ergebnisse bezüglich der Länge für ein Pipelinesystem in Deutschland

	Einheit	Wert dieser Arbeit	Literatur	Bemerkung
Transmission	[km]	12.000	-	Verlauf und Länge bei veränderten Quellen müssen geprüft werden
Distribution	[km]	36.000	-	Genauere Länge erfordert höhere Auflösung; Prüfung erforderlich bei dezentraler Einspeisung

Die Investitionskosten für die Rohrleitung ergeben sich aus deren Länge und den längenspezifischen Kosten. Die Verlege⁵⁶- und die Materialkosten aus Kapitel 4 werden für die Berechnung in Kapitel 6 verwendet. Für den Wasserstoff wird ein durchschnittlicher Druck von 65 bar, eine Temperatur von 12°C und eine Fluidgeschwindigkeit von 15 m/s angesetzt. Mit diesen Daten werden die Dichte und der notwendige Rohrdurchmesser für jeden Streckenabschnitt bestimmt. Durchmesser unter 100 mm werden nicht zugelassen, sondern pauschal mit 100 mm angenommen, weil sich an den Verlegekosten praktisch kaum etwas ändert. Damit sind im Distributionsnetz ca. 75% der Rohre überdimensioniert, vgl. Kapitel 6. Für die gesamten Investitionskosten des Pipelinesystems werden neben den Rohren auch die Kompressoren hinzugerechnet. Deren Werte werden aus der Literatur übernommen und daher nicht weiter diskutiert.

⁵⁶ Umfasst auch Armaturen etc.

Tabelle 8.3: Literaturdaten zu Wasserstoffpipelinekosten

Autor (Jahr)	Ø / Einheit	Kosten / Einheit	Bemerkung	Quelle
Wietschel (2010)	100 – [mm]	179 [€/m]		[298]
	150 [mm]			
	305 [mm]	422 [€/m]		
	610 [mm]	694 [€/m]		
Yang/Ogden (2007)	1 [inch]	601.869 [\$ /km]	$1869\$ \cdot (d_{\text{Rohr}})^2 + 600.000 \$$; städtische Gegenden, 35 – 70 atm Betriebsdruck	[269]
	10 [inch]	786.900 [\$ /km]		
	20 [inch]	1.347.600 [\$ /km]		
Mintz (2002)	3 [inch]	400.000 [\$ /Meile]	Kosten bis Faktor zwei im Vergleich zu Erdgas-Pipelines	[321]
	9 [inch]	900.000 [\$ /Meile]		
	12 [inch]	1.000.000 [\$ /Meile]		
	14 [inch]	1.400.000 [\$ /Meile]		
Ball (2006)	0,1 [m]	350 [€/m]	180 – 350 €/m (30 bar)	[322]
	0,25 [m]	620 [€/m]	500 – 620 €/m (30 bar)	
Parker (2004)	4 [inch]	701.982 [\$ /Meile]	$[924,5 \cdot \varnothing^2 + 12.040 \cdot \varnothing + 260.280] \cdot \text{Länge} + 378.750$; Abschätzung nach oben durch Annahme einer Länge von einer Meile	[323]
	8 [inch]	794.518 [\$ /Meile]		
	12 [inch]	916.638 [\$ /Meile]		
	16 [inch]	1.068.342 [\$ /Meile]		
	20 [inch]	1.249.6360 [\$ /Meile]		
	24 [inch]	1.460.502 [\$ /Meile]		
Johnson (2012)	8 [inch]	284.700 [\$ /km]	Ausschließlich Transmissionsrohre, die außerhalb von Städten verlegt werden.	[316]
	12 [inch]	360.900 [\$ /km]		
	16 [inch]	453.400 [\$ /km]		
	20 [inch]	562.200 [\$ /km]		
	24 [inch]	687.200 [\$ /km]		
	30 [inch]	905.300 [\$ /km]		
	36 [inch]	1.160.000 [\$ /km]		

Die von verschiedenen Autoren angegebenen Verlegekosten werden in Tabelle 8.3 aufgelistet. Ein direkter Vergleich ist schwierig, weil in der Regel wichtige Kennzahlen, wie Druckniveau, Fluidgeschwindigkeit und Temperatur fehlen. Diese haben allerdings einen erheblichen Einfluss auf den Durchsatz und damit auch auf die Kosten, vgl. Kapitel 4. In US-Dollar angegebene Kosten werden mit 1,4 US\$ für einen Euro umgerechnet. In Abbildung 8.1 werden die in dieser Arbeit berechneten, spezifischen Kosten von Wasserstoffpipelines mit den Literaturdaten verglichen. Um die Kosten vergleichbar zu machen, werden die Kurven vereinheitlicht, geglättet und teilweise interpoliert/extrapoliert.

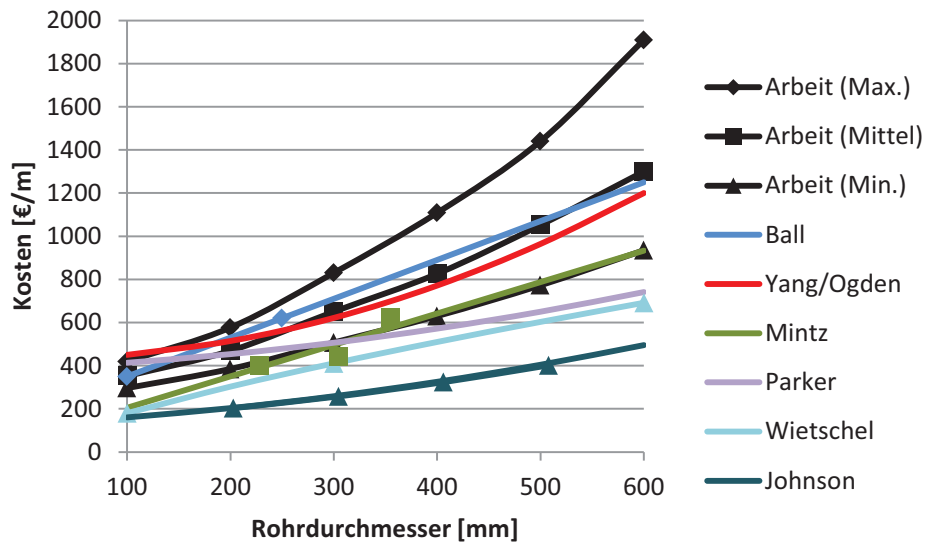


Abbildung 8.1: Vergleich der berechneten Wasserstoffpipelinekosten mit bearbeiteten Literaturdaten

Ein direkter Vergleich ist, bedingt durch einen schwankenden Wechselkurs, unterschiedliche Veröffentlichungsjahre und teilweise unklare Annahmen, schwierig. Trotzdem kann Abbildung 8.1 entnommen werden, dass die in dieser Arbeit ermittelten Zahlen mit der Literatur weitgehend im Einklang stehen. Tendenziell sind die spezifischen Kosten dieser Arbeit höher veranschlagt. Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass dem Einfluss des Wasserstoffs auf das Material eine besondere Aufmerksamkeit gewidmet wird, um eine mögliche Versprödung zu vermeiden. Werden konventionelle Materialien verwendet, liegen die berechneten Kosten im Mittelfeld der Literaturangaben. Daher können neben der Länge auch die Investitionskosten als vorsichtig realistisch angenommen werden.

8.2 Gesamtkosten für den Wasserstoff

Nach Kapitel 6 fallen für die Distribution des Wasserstoffs im Erwartungswert Kosten von 0,79 €/kg H_2 an. Diese Kosten umfassen neben den diskontierten Investitionskosten, in Form eines Annuitätendarlehens, auch die Betriebskosten. Mit Literaturdaten verglichen werden daher die anteiligen Betriebskosten, der Zinssatz, die Laufzeit, der Energieaufwand für die Re-Kompression, der Strompreis und schließlich die Gesamtkosten für den Transport. Der Literaturvergleich zeigt, dass die in dieser Arbeit berechneten Ergebnisse im Einklang mit der Literatur stehen und damit robust sind. In Tabelle 8.4 werden die untersuchten Literaturdaten mit den Daten dieser Arbeit verglichen. Beim Vergleich ist anzumerken, dass Ball [322] bei seiner Arbeit u.a. von Wietschel, der [298] mitverfasst hat, betreut wurde. Konsequenterweise sind die Methodik und teilweise auch die Annahmen größtenteils ähnlich.

Tabelle 8.4: Vergleich der berechneten Wasserstofftransportkosten mit Literaturdaten

Kriterium	Einheit	Yang/Ogden [269]	Ball [322]	Wietschel [298]	Diese Arbeit
Betriebskosten ¹	[%/a] ²	5	1	1,36 – 2	5
Zinssatz	[%/a]	15 ³	9 – 12 ⁴	8 ⁵	10
Laufzeit ⁶	[a]	40 ³	30	30	40
Aufwand für Re-Kompression	[kWh _{el} /kg]	k. A.	0,2 – 1,45 ⁷	k. A.	0,6
Strompreis	[€/kWh _{el}]	0,035 – 0,05	0,044	0,03 – 0,065	0,1
Gesamtkosten für Transport⁸	[€/kg]	0,6 – 0,7⁹	Transport: 0,13 – 0,84; Verteilung: 3,1	0,5 – 0,77	0,79

¹ Umfassen Wartung, Instandhaltung, Personalkosten, etc.
² Bezogen auf die Investitionssumme
³ Es werden weder Zinssatz noch Laufzeit, sondern ein Capital Recovery Faktor (= Annuität) von 15% angegeben. Dieser entspricht z.B. 15% Zins bei 40 Jahren Laufzeit.
⁴ Wurde aus Angaben zu Investitionskosten, Anteil an Gesamtkosten, Durchsatz und Laufzeit zurückgerechnet.
⁵ Aus Angaben zu Energiedurchsatz, Investition, Betriebs- und Endkosten zurückgerechnet.
⁶ Für Finanzierung bzw. „Abschreibung“
⁷ Aus angegebenen Daten zurückgerechnet.
⁸ Inkl. Kosten für Kompression
⁹ Bei einem Umrechnungskurs von 1,4 \$/€, einer Entfernung von 250 km und 80 t/d H₂

Die Betriebskosten werden von allen Autoren pauschal aufgeschlagen. Der Aufschlag hängt prozentual von der Investitionssumme ab und fällt jährlich an. Die Werte schwanken zwischen 1 und 5%/a. Im Allgemeinen werden die Betriebskosten für Pipelines als „gering“ eingeschätzt. In der Regel wird ein Wert von 1%/a angegeben [324; 325]. In dieser Arbeit wurden 5% veranschlagt, um die Überwachung und mögliche Reparaturen mit einem großen Sicherheitsfaktor angemessen zu berücksichtigen. Eine Reparatur von Wasserstoffpipelines wird mit hoher Wahrscheinlichkeit aufwändiger als z.B. im Erdgasnetz sein, weil die Rohre u. U. beschichtet sind und die Schweißnähte nachbearbeitet werden müssen. Des Weiteren müssen Dichtungen, Messapparaturen usw. häufiger überprüft, gewartet und ersetzt werden, vgl. Kapitel 4. Die Werte, die von Ball [322] und Wietschel [298] angegeben werden, liegen in den heute üblichen Größenordnungen. Yang/Ogden [269] geben, ohne nähere Begründung, einen Wert an, der deckungsgleich mit dieser Arbeit ist. Es kann als gesichert angesehen werden, dass Wasserstoffpipelines teurer als Erdgaspipelines sind. Ob aber, neben den absoluten Kosten für Betrieb und Instandhaltung, auch die relativen Kosten steigen, ist nicht geklärt und muss geprüft werden. In dieser Arbeit wird angenommen, dass 5%/a nicht überschritten werden.

Der kalkulatorische Zinssatz wird von den Autoren leider nicht angegeben. Aus Gründen der Vergleichbarkeit wurde er mit den Angaben zurückgerechnet. Bei Yang/Ogden [269] wird eine Annuität von 15% angegeben. Unter Berücksichtigung der gegebenen Randbedingungen erscheinen ein Zinssatz von 15% und eine Laufzeit von 40 Jahren realistisch zu sein. Auch Ball [322] und Wietschel [298] geben keine Zinssätze an. Laufzeit und Kosten werden allerdings angegeben, woraus der passende Zinssatz berechnet werden kann. Insgesamt bewegt sich die Bandbreite zwischen 8 und 15%. Diese Zahlen entsprechen den Grenzwerten der Monte-Carlo-Simulation dieser Arbeit. Der Erwartungswert wurde mit 10% angenommen. Er liegt etwa im Mittelfeld der Literaturangaben.

Die Laufzeit, die für die Finanzierung bzw. die Abschreibung veranschlagt wird, liegt bei 30 bis 40 Jahren. Ball [322] und Wietschel [298] nehmen 30 Jahre an. Dies erscheint allerdings relativ kurz, wenn berücksichtigt wird, dass bestehende Pipelines teilweise seit 80 Jahren genutzt werden. Yang/Ogden [269] und diese Arbeit gehen von 40 Jahren aus. Dies ist zwar keine Abschätzung nach unten, erscheint aber insgesamt realistischer. Vom Bundesministerium für Finanzen wird für Rohrleitungen, je nach Einsatzgebiet, eine Abschreibungsdauer von 20 bis 40 Jahren veranschlagt [326].

Der Aufwand für die Re-Kompression, um die Druckverluste auszugleichen, wird von Ball [322] untersucht. Aus den variablen Kosten für die Kompression und den Stromkosten kann der Energieverbrauch pro kg Wasserstoff berechnet werden. In seiner Arbeit geht er von einer durchschnittlichen Strecke von 300 km aus. In dieser Arbeit wurden im Median 250 km als durchschnittliche Entfernung von Quelle zu Senke berechnet. Der Kompressionsaufwand wird von Ball [322] mit 0,2 – 1,45 kWh/kg angegeben. Der Durchmesser wurde konstant gehalten und die Durchsatzmenge erhöht. So wurde das Verhältnis von Kapital- zu Kompressionskosten berechnet. Die vorliegende Arbeit hat einen Wert von 0,6 kWh/kg angenommen. Der minimale Druckverlust wurde mit ca. 7 bar/100 km berechnet. Dieser Wert stellt eine untere Grenze dar, weil Abzweigungen und Verluste durch Drosselvorgänge etc. unberücksichtigt bleiben. In weiteren Arbeiten müssen sie, unter Berücksichtigung der möglichen Beschichtung, genauer untersucht werden. Um zumindest die Auswirkung dieser bisher nicht berechneten Druckverluste zu berücksichtigen, wird angenommen, dass im Durchschnitt jedes kg H₂ einmal von 30 auf 100 bar rekomprimiert werden muss. Der Druckverlust wird in diesem Fall mit 70 bar veranschlagt, um eine konservative Abschätzung vorzunehmen. Ein großer Radialverdichter, vgl. Kapitel 4, benötigt für den Druckaufbau von 30 auf 100 bar etwa 0,6 kWh/kg H₂. Die Bandbreite von Ball [322] deckt einen sehr großen Bereich ab, in dem sich auch der Wert dieser Arbeit bewegt. Zukünftige Arbeiten müssen sich mit der Untersuchung des Kompressionsaufwands ausführlicher beschäftigen, um detailliertere Aussagen treffen zu können.

Die größte Abweichung der vorliegenden Arbeit von den Literaturdaten stellt der Strompreis dar. Dieser bewegt sich in der Literatur zwischen 3 und 6,5 Cent/kWh. Im Rahmen der Monte-Carlo-Simulation dieser Arbeit wurde der Preis zwischen 6 und 20 Cent/kWh variiert. Der Erwartungswert wurde mit 10 Cent/kWh angenommen. Erwartungswert und Bandbreite liegen daher weit über den Literaturangaben. Der zukünftige Strompreis ist wahrscheinlich am wenigsten genau zu prognostizieren. Atomausstieg und CO₂-Zertifikate für fossile Kraftwerke führen zu steigenden Stromgestehungskosten. Mit den Atomkraftwerken entfallen viele Grundlastkraftwerke, die über 20% [327] der erzeugten Strommenge hergestellt haben. Bei den fossilen Kraftwerken resultieren höhere Gestehungskosten durch den Kauf von Zertifikaten oder den Bau neuer, emissionsärmerer Kraftwerke. Insgesamt sind ca. 80% [327] der aktuellen Stromproduktion direkt von diesen beiden Maßnahmen betroffen. Von [328] werden bei moderaten CO₂-Zertifikatskosten von ca. 20 €/t Kosten von ca. 6 Cent/kWh_{el} angegeben. Dies sind reine Gestehungskosten. Sie umfassen weder Netzkosten noch Steuern. Energiesteuern müssen von energieintensiven Industrieunternehmen in der Regel nicht oder in verminderter Höhe entrichtet werden und auch die Netzkosten sind in der Regel niedriger als bei Privatverbrauchern. Trotzdem bilden die reinen Gestehungskosten die unterste Grenze und die Netzkosten sowie auch ein Teil der Steuern werden nicht vollständig entfallen. Die in dieser Arbeit angenommene untere Grenze von 6 Cent/kWh und der Erwartungswert von 10 Cent/kWh sind daher gerechtfertigt. Die obere Grenze von 20 Cent/kWh wurde be-

reits in Kapitel 6 ausführlich erläutert und ist als konservative Abschätzung nach oben zu verstehen.

Wie bereits eingangs gesagt wurde, sind die Ergebnisse bezüglich der Endkosten für Wasserstoff zu einem großen Teil deckungsgleich. Yang/Ogden [269] geben 0,6 – 0,7 €/kg für einen Pipelinetransport von 250 km an. Der relativ kleine Kostenunterschied kann u.a. auf die unterschiedlichen Stromkosten, die höhere Kapitalverzinsung und Unsicherheiten bezüglich des angenommenen Wechselkurses zurückgeführt werden. Die längenspezifischen Investitionskosten decken sich fast mit dem Erwartungswert dieser Arbeit, ebenso wie Betriebskosten und Laufzeit. Ball [322] gibt in seiner Arbeit mit 0,13 – 0,84 €/kg für den Transport eine große Bandbreite an. Die Verteilung wird mit 3,1 €/kg beziffert, was auf die sehr hohe Investition und die geringe Auslastung zurückgeführt wird. Der Durchsatz einer Distributionspipeline beträgt nach Ball [322] nur zwischen 0,2 und 2,4% des Durchsatzes einer Transmissionspipeline. Das bedeutet, dass eine Transmissionspipeline bei gegebenem Durchsatz zwischen 40 und 625 Distributionsrohre versorgt. Dies erscheint sehr hoch. Ball [322] betrachtet das Jahr 2030, weshalb noch nicht von einem hohen Anteil von Brennstoffzellenfahrzeugen am Markt ausgegangen werden kann. Die Kosten von 3,1 €/kg für die Feinverteilung sind daher für einen hohen Marktanteil, der in der vorliegenden Arbeit untersucht wird, vgl. Kapitel 1, nicht repräsentativ. Wietschel [298] geht bei seinen Annahmen von Kosten im Bereich von 0,5 – 0,77 €/kg für den Transport und die Feinverteilung aus. Dies liegt ein wenig unterhalb der Kosten, die in dieser Arbeit berechnet werden. Es ist hier anzumerken, dass Wietschel [298] die niedrigsten Verlegekosten, erheblich niedrigere Kosten für Betrieb und Instandhaltung, den kleinsten Zinssatz und geringe Stromkosten annimmt. Die Annahmen sind daher im Ganzen optimistisch im Vergleich zu den Annahmen dieser Arbeit.

Abschließend kann gesagt werden, dass die in der vorliegenden Arbeit berechneten, anteiligen Kosten des Pipelinesystems für den Wasserstoff mit 0,79 €/kg konservativ sind. Sie bewegen sich leicht über den Literaturangaben.

9 Zusammenfassung und Ausblick

In diesem Kapitel werden zunächst die Ergebnisse dieser Arbeit und die dazu verwendete Methodik zusammengefasst. Im darauf folgenden Ausblick werden die wichtigsten Aspekte erörtert, die nicht oder nur unzureichend in dieser Arbeit behandelt werden konnten. Diese offenen bzw. nicht abschließend geklärten Punkte könnten Gegenstand zukünftiger Forschungs- und Untersuchungsvorhaben sein.

9.1 Zusammenfassung

Wasserstoff stellt eine vielversprechende Alternative zu konventionellen Treibstoffen, wie Benzin oder Diesel, dar. Für einen Markterfolg ist allerdings auch eine flächendeckende Infrastruktur erforderlich, die die Versorgung sicherstellt. Die in **Kapitel 1** vorgestellte GermanHy Studie beschäftigt sich erstmals genauer mit dem Übergang zum Wasserstoff, klärt aber viele Punkte nicht im Detail. Langfristig, bei hohem Marktanteil von Brennstoffzellenfahrzeugen, wird ein Pipelinesystem als ökonomisch und ökologisch beste Distributionsmöglichkeit angesehen. In der vorliegenden Arbeit wird daher untersucht, wie ein Pipelinesystem zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs im Jahr 2050 aussehen könnte. Die Arbeit orientiert sich dabei bezüglich Verbrauch und Quellen an den Annahmen von GermanHy.

In **Kapitel 2** wird erläutert, welche Bedeutung Brennstoffzellen und Wasserstoff zukünftig im Bereich der Mobilität haben können und für welche Anwendungen Wasserstoff heute benötigt wird. Die Herstellung erfolgt aktuell fast ausschließlich mit fossilen Energieträgern. Langfristig muss der Wasserstoff umweltfreundlich hergestellt werden, um CO₂-Emissionen zu vermeiden.

In **Kapitel 3** werden die wichtigsten physikalischen Eigenschaften und Effekte behandelt, die für ein Wasserstoffpipelinesystem relevant sind. In späteren Kapiteln wird auf diese Erkenntnisse zurückgegriffen.

- Wasserstoff ist sicherheitstechnisch mit Methan vergleichbar. Letzteres hat mit 83 – 98% den größten Anteil an Erdgas. Die untere Zündgrenze von Wasserstoff liegt z.B. bei 4 Vol.-% in Luft, während sie bei Methan bei 5,3 Vol.-% liegt. Die minimale Zündenergie von Wasserstoff ist mit 0,02 mJ im Vergleich zu 0,29 mJ bei Methan sehr niedrig. Dies führt dazu, dass Wasserstoff sich beim Austritt aus Leckagen praktisch immer entzündet und als Flamme abbrennt, während bei Erdgas die Gefahr besteht, dass es sich zuvor in größeren Mengen ansammelt. Des Weiteren hat eine Wasserstoffflamme praktisch keine thermische Strahlung und stellt daher für ihre direkte Umgebung kaum eine Bedrohung dar.
- Zusammensetzung und Behandlung des Materials haben Einfluss auf die Permeabilität für Wasserstoff. Der Vergleich von reinem Eisen mit diversen Stählen zeigt, dass dieses für überschlägige Leckageberechnungen verwendet werden kann, weil alle untersuchten Stähle eine geringere Permeationsrate aufweisen. Sie beträgt teilweise nur die Hälfte. Die Temperatur hat einen erheblichen Einfluss. So erhöht sich die Permeationsrate ceteris paribus bei Eisen von 300 K auf 400 K um mehr als den Faktor 30. Wird der Druck von 10 bar auf 100 bar erhöht, steigt die Permeationsrate nur um den Faktor drei.
- Wasserstoff hat die Eigenschaft, bei bestimmten Metallen Versprödung hervorrufen zu können. Diese so genannte Wasserstoffversprödung hat einen negativen Einfluss auf das Bruchverhalten und reduziert dadurch die Stabilität des Materials.

In **Kapitel 4** werden die wesentlichen, technischen Komponenten eines Pipelinesystems untersucht. Dabei wird die Kette von der Herstellung bzw. Einspeisung des Wasserstoffs über das Rohrsystem und die Zwischenverdichter bis hin zur Ausspeisung analysiert.

- Die eine Hälfte des benötigten Wasserstoffs wird mit der Vergasung von Braunkohle hergestellt. Bei einem Wirkungsgrad von 65% werden für diese 2,7 Mio. t H₂ knapp 59 Mio. t Braunkohle benötigt. 2009 wurden in Deutschland etwa 170 Mio. t Braunkohle gefördert.
- Die andere Hälfte des Wasserstoffs wird über die Offshore-Windstrom-Elektrolyse hergestellt. Dazu werden, unter Annahme eines Wirkungsgrads von 70%, bei 35 GW rund 3700 Volllaststunden im Jahr benötigt. Salzkavernen stellen die beste großtechnische Speicheralternative dar. Saisonale Speicher zum Überbrücken einer Herstellungsflaute von 48 Tagen würden ca. 1,6 Mrd. bis 3 Mrd. € kosten.
- Es ist ungeklärt, ob konventionelle Rohre sicher vor Wasserstoffversprödung sind. Die Gefahr der Versprödung hängt vom Material und von der Betriebsweise ab. Unter Berücksichtigung materialabhängiger Betriebsgrenzen besteht keine nennenswerte Gefahr. Wo diese Grenzen allerdings liegen, ist unklar. Im Rahmen dieser Arbeit werden verschiedene Methoden untersucht, um die Versprödungssicherheit zu gewährleisten.
- Erfahrungen bei existierenden Wasserstoffpipelines können nur sehr eingeschränkt genutzt werden, weil sie fast ausschließlich zum Transport von Wasserstoff verwendet werden, der in der Chemie oder der Petrochemie genutzt wird. Auslegung, Betriebsweise und Kosten entsprechen nicht den Pipelines, die zukünftig zur Versorgung des Verkehrssektors verwendet werden sollen. Gesetzlich ist z.B. ein Sicherheitsfaktor von 1,6 vorgeschrieben, aber aktuell werden Faktoren von 2 bis 5 und im Extremfall sogar bis zu 90 realisiert.
- Zum Ausgleich der Druckverluste müssen Zwischenverdichter installiert werden. In heutigen Wasserstoffpipelines werden, wenn überhaupt, nur parallel geschaltete Kolbenverdichter eingesetzt. Für Zwischenverdichter in Pipelines eignen sich bezüglich der Durchsatzraten allerdings eher Turboverdichter. In der Regel wird zwischen Axial- und Radialverdichtern unterschieden. Axialverdichter setzen baugrößenbedingt einen Ansaugvolumenstrom von mindestens 15 m³/s voraus und Enddrücke über 50 bar sind die Ausnahme. Radialverdichter werden für Ansaugvolumenströme bis 60 m³/s verwendet und erreichen Enddrücke bis 600 bar. In dieser Arbeit werden daher für das Pipelinesystem Radialverdichter angenommen.
- Es werden ausschließlich Tankstellen als Wasserstoffsenken betrachtet. Sie können mittlerweile jedes Druckniveau der Pipeline, das zwischen 30 bar und 100 bar schwankt, verarbeiten, indem sie bei Bedarf eine Zwischenstufe auslassen. Daher ist keine vorherige Entspannung notwendig, um ein bestimmtes Druckniveau, z.B. 30 bar, sicherzustellen.

In **Kapitel 5** werden Konzepte zum Aufbau des Transmissions- und des Distributionsnetzes entwickelt und die Anbindung von Wasserstofftankstellen untersucht. Dazu wird auch ein Vergleich mit alternativen Versorgungsmöglichkeiten angestellt.

- Tankstellen können über ein Pipelinesystem direkt oder indirekt an die Quellen angeschlossen werden. Der direkte Anschluss, in dieser Arbeit Hub-to-Point genannt, benötigt weniger Rohrleitungen, hat aber z.B. den Nachteil, dass viele Anschlüsse an

das Hauptrohr erforderlich sind. Schweißnähte sind besonders versprödungsanfällig und aufwändig nachzubearbeiten. Bei der in dieser Arbeit favorisierten indirekten Anschlussmethode, Hub-to-Hub genannt, wird eine klare Trennung von Transmissions- und Distributionsnetz vorgenommen. Das Transmissionsnetz verbindet die Quellen mit den Knotenpunkten in den Landkreisen. Von diesen wird ins Distributionsnetz eingespeist. Die klare Trennung hat z.B. den Vorteil, dass weniger Schweißnähte im Transmissionsnetz benötigt werden.

- In dieser Arbeit wird angenommen, dass Rohrleitungen unter DN100 nicht verbaut werden, weil der Preis pro Meter quasi konstant bleibt. Dies führt dazu, dass eine Mindestinvestition erforderlich ist, die zunächst unabhängig vom Durchsatz ist. In bestimmten Fällen kann es daher ökonomisch sinnvoll sein, auf alternative Versorgungsmöglichkeiten zurückzugreifen. Grundsätzlich gilt, dass Pipelines bei hohen Durchsatzraten und kleinen Entfernungen attraktiv sind, während Lkw bei niedrigen Raten und größeren Entfernungen an Attraktivität gewinnen. Bei einem Durchsatz von 10 t/d und 30 km Entfernung ist ein Rohranschluss kostengünstiger. Bei Durchsatzmengen darunter sind Lkw besser. Die On-site-Herstellung wird ab einer Entfernung von 280 km bei der Dampfreformierung und 500 km bei der Elektrolyse im Vergleich zur zentralen Herstellung kostengünstiger. Diese Herstellungsart ist daher nur in äußerst seltenen Fällen interessant.

In **Kapitel 6** wird vorgestellt, wie ein Wasserstoff-Pipelinesystem in Deutschland im Jahr 2050 aussehen könnte. Neben einem Mengengerüst, das Angebot und Nachfrage gegenüberstellt, werden auch die Anschlussreihenfolge der Tankstellen und die Methodik zum Verlauf des Pipelinesetzes behandelt. In einer Monte-Carlo-Simulation werden die Wahrscheinlichkeitsdichte der Investitionskosten und die der Kosten pro kg Wasserstoff berechnet. Schließlich werden diese Erkenntnisse in **Kapitel 7** in den Kontext der gesamten Kosten für die Wasserstoffbereitstellung eingebunden und die CO₂-Emissionen untersucht.

- In Deutschland gibt es 413 Landkreise. In dieser Arbeit werden insgesamt 12.000 Tankstellen erfasst. Es wird eine durchschnittliche Absatzmenge von 1500 kg/d je Standardtankstelle festgelegt. Bei einem jährlichen Verbrauch von 5,4 Mio. t/a werden so insgesamt 9860 Tankstellen in Deutschland benötigt. Eine vollständige Umstellung aller Tankstellen ist daher nicht erforderlich.
- Die Anschlussreihenfolge richtet sich, mit Ausnahme der Autobahntankstellen, nach dem Urbanisierungsgrad der Gegend, in der die Tankstelle liegt. Zunächst werden Tankstellen in großstädtischen Gebieten angeschlossen, dann in städtischen und schließlich in ländlichen. Dies geschieht so lange, bis die Nachfrage des Landkreises gedeckt ist. Eine Sonderrolle nehmen die 385 Autobahntankstellen ein. Sie werden noch vor Tankstellen in großstädtischen Gebieten angeschlossen und verlieren ihren gebietsabhängigen Status.
- Die Standorte des Wasserstoffangebots gemäß GermanHy sind sowohl bei der Windstrom-Elektrolyse als auch bei der Braunkohlevergasung auf wenige Gebiete beschränkt. An sechs Standorten, an denen die Offshore-Windstromanlagen ihren Strom ins Netz einspeisen, wird angenommen, dass Elektrolyseure installiert werden, um weitere Netzkosten zu minimieren. Bei der Braunkohlevergasung werden acht Standorte ausgewählt, an denen heute Kraftwerke stehen. Insgesamt werden in dieser Arbeit 14 Quellen, 413 Landkreise und 9860 Tankstellen untersucht.

- Das Transmissionsnetz befördert den Wasserstoff von den Quellen zu den Hubs in den Landkreisen. Der Verlauf des Netzes orientiert sich am bestehenden Hochdruck-Erdgasnetz, das eine ähnliche Charakteristik aufweist. Insgesamt wird für das Transmissionsnetz eine Länge von etwa 12.000 km berechnet.
- In den Landkreisen wird ins Distributionsnetz eingespeist, das dann schließlich die Tankstellen mit Wasserstoff versorgt. Hierzu liegen im verwendeten Programm GIS keine genaueren Informationen vor, so dass ein Anschluss über Luftlinienverbindungen erfolgt. Um zu berücksichtigen, dass es sich hierbei um die kleinstmögliche Strecke handelt, wird ein Umwegfaktor eingeführt. Bei einem Faktor von 1,4 ergibt sich für das Distributionsnetz eine Länge von etwa 36.000 km.
- Mit einer Monte-Carlo-Simulation werden die Kosten für die Investition und pro kg H₂ abgeschätzt. Es werden 180.000 Simulationen durchgeführt. Insgesamt resultieren Investitionskosten, die zwischen 18 und 30 Mrd. € liegen. Der Erwartungswert beträgt ca. 23 Mrd. €. Für das Pipelinenetz, inkl. Verdichtern sowie Betriebs- und Stromkosten, fällt im Erwartungswert ein Aufschlag von 0,79 €/kg H₂ an.
- Die Wasserstoffbereitstellungskosten sind, unter Vernachlässigung von Steuern, mit den Preisen für Benzin und Diesel vergleichbar. Für die Herstellung des Wasserstoffs mit Braunkohle fallen Kosten von 0,79 €/l_{Benzinäquiv.} an, wenn die CO₂-Kosten vernachlässigt werden. Werden hingegen Kosten in Höhe von 100 €/t CO₂ veranschlagt, resultieren Wasserstoffgestehungskosten in Höhe von 1,37 €/l_{Benzinäquiv.}. Ein ähnlicher Wert resultiert, wenn der Wasserstoff mit Offshore-Windstrom hergestellt wird. Durch den niedrigeren Verbrauch von Brennstoffzellen gegenüber konventionellen Verbrennungsmotoren ist darüber hinaus Spielraum für Steuern gegeben.
- Ein Fahrzeug, das Wasserstoff nutzt, der mit Kohle hergestellt wurde, emittiert insgesamt, d.h. für die gesamte Kette, über 200 g CO₂/km und erfüllt damit nicht den EU-Zielwert von 120 bis 130 g/km. Die Vorgabe umfasst allerdings nur die direkten Emissionen. Aus Klimaschutzgründen ist diese Alternative nur mit CO₂-Abscheidung und Speicherung als vertretbar zu erachten.

In **Kapitel 8** werden die gewonnenen Erkenntnisse mit der bestehenden Literatur verglichen, um festzustellen, ob sie mit dieser im Einklang stehen. Bei signifikanten Unterschieden werden die jeweiligen Annahmen, soweit möglich, auf ihre Realitätsnähe hin geprüft.

- Die Länge von Transmissions- und Distributionsnetz in Deutschland konnte anhand von Literaturdaten weder bestätigt noch widerlegt werden, weil keine Daten dazu gefunden werden konnten. Auch GermanHy macht keine Angaben zur Länge. Da sich das Transmissionsnetz allerdings an den Hochdruck-Erdgastrassen orientiert und im Distributionsnetz ein großzügiger Umwegfaktor verwendet wurde, können die Werte als realistisch angesehen werden.
- Die Verlegekosten werden mit den Angaben verschiedener, internationaler Quellen verglichen. Der Erwartungswert dieser Arbeit liegt tendenziell am oberen Ende der Vergleichsgruppe. Die Annahmen dieser Arbeit sind daher vorsichtig konservativ.
- Der Literaturvergleich bezüglich Betriebskosten, Zinssatz, Laufzeit, Kompression und Strompreis zeigt, dass die Ergebnisse dieser Arbeit robust sind. Die Annahmen sind auch hier vorsichtig konservativ und unterstellen, mit wenigen Ausnahmen, immer den höchsten bzw. schlechtesten Wert. Die in dieser Arbeit berechneten, anteiligen Kosten des Pipelinenetzes liegen mit 0,79 €/kg H₂ tendenziell am oberen Ende der Literaturangaben, die zwischen 0,13 und 0,84 €/kg liegen.

9.2 Ausblick

Ziel dieser Arbeit war es, ein Pipelinesystem genauer zu untersuchen, das den deutschen Straßenverkehr mit Wasserstoff versorgen soll. Dazu wurden Materialien und mögliche Maßnahmen zur Verminderung der Versprödungsgefahr identifiziert. Daneben wurden Anschlusskonzepte der Tankstellen an die Quellen entwickelt und schließlich die resultierenden Kosten untersucht. Trotzdem konnten wichtige Aspekte nicht abschließend geklärt werden. An den Stellen, wo es nicht vermieden werden konnte, wurden Annahmen getroffen, die in zukünftigen Untersuchungen bestätigt oder auch widerlegt werden könnten. Grundsätzlich lassen sich die weiteren Untersuchungen in zwei Arten unterteilen. Das sind zum einen Experimente und zum anderen Systemanalysen, vgl. Tabelle 9.1.

Tabelle 9.1: Untersuchungsgebiete, die in zukünftigen Arbeiten geklärt werden könnten

Untersuchungsart	Untersuchungsgebiet	Erläuterung
Experimentell	Leitungsrohr	Prüfung von geeigneten Materialien und Schutzmaßnahmen gegen Wasserstoffversprödung unter definierten Betriebsbedingungen
	Schweißnähte	Besondere Versprödungsgefährdung erfordert intensive Untersuchung, auch bezüglich nachträglicher Sticheleitungen.
	Speicher	Untersuchung von großtechnischen Speichern in Bezug auf Wasserstoffverträglichkeit, Permeation und Reinheit
Systemanalytisch	Gesamtsystem	Entwicklung von Bausteinen für ein lückenloses, effizientes Gesamtsystem in Kooperation mit der Industrie
	Pipelineverlauf in Deutschland	Prüfen anderer Netze; Verbessern des Algorithmus; höhere Auflösung im Distributionsnetz
	Übertragbarkeit	Untersuchen, ob das System auch auf andere Länder, unter Berücksichtigung ihrer spezifischen Eigenheiten, übertragen werden kann
	Übergangsszenario	Gestaltungsmöglichkeiten des Netzes, Anschlussreihenfolge der Landkreise und Sensitivität des Netzes bezüglich des Verlaufs, der Länge und des technischen Aufbaus prüfen
	Inhibitoren	Prüfen, ob Wasserstoff im Transmissionsnetz mit einer anderen Qualität als im Distributionsnetz transportiert werden sollte; dadurch müssten nur im Verteilnetz versprödungssichere Materialien verwendet werden.
	Verdichter	Anzahl, Leistung, Standorte und Kosten der Zwischenverdichter müssen geprüft werden.

10 Anhang

10.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1:	Wasserstoffproduktionsmix absolut und relativ von 2015 bis 2050 in den drei GermanHy-Szenarien [4]	3
Abbildung 1.2:	Vorschlag für ein Wasserstoff-Pipelinesystem in Deutschland 2050 [4]	4
Abbildung 2.1:	Anteile der Wasserstoffproduktion	11
Abbildung 2.2:	Anteile an der Nutzung von Wasserstoff im Jahr 2007 [33]	11
Abbildung 3.1:	Inversionskurve von Wasserstoff; mit $T_R = T/T_C$, $p_R = p/p_C$ [40]	15
Abbildung 3.2:	Joule-Thomson-Koeffizient, Daten aus [43]	16
Abbildung 3.3:	Realgasfaktoren Z in Abhängigkeit von Druck und Temperatur	18
Abbildung 3.4:	Werte für den Isentropenkoeffizienten k in Abh. von Druck und Temperatur	19
Abbildung 3.5:	Isobare Wärmekapazität c_p in Abhängigkeit von Temperatur und Druck	20
Abbildung 3.6:	Schematische Darstellung von Defekten in Stählen und die Ansammlung von Wasserstoffatomen (rot) [57]	22
Abbildung 3.7:	Beanspruchungsarten des Risses [80, 81]	28
Abbildung 3.8:	Analyse des Rissspitzen Spannungsfeldes [79, 80]	29
Abbildung 3.9:	Rissspitzen-Koordinatensystem [80]	29
Abbildung 3.10:	Verlauf der Tangentialspannung $\sigma_{\theta\theta}$ vor der Rissspitze nach Formel 12 [80]	30
Abbildung 3.11:	Bestimmung des zyklischen Spannungsintensitätsfaktors ΔK [80]	31
Abbildung 3.12:	Schematische Darstellung eines da/dN - ΔK -Diagramms, nach [80, 79, 84]	32
Abbildung 3.13:	Makroskopisches Erscheinungsbild eines Schwingbruchs [80]	33
Abbildung 3.14:	Vergleich von Risswachstumsraten bei Wasserstoff und Luft.	34
Abbildung 3.15:	Voraussetzungen für das Auftreten von wasserstoffinduzierter Rissbildung [94, 190]	39
Abbildung 3.16:	Laminare Rohrströmung, nach [103, B49]	41
Abbildung 3.17:	Schematischer Aufbau eines dreistufigen Verdichtungsprozesses	46
Abbildung 3.18:	Auswirkung der Zwischenkühlung auf den Verdichtungsprozess	47
Abbildung 4.1:	Prozessschritte zur Einspeisung von Wasserstoff ins Pipelinenetz	50
Abbildung 4.2:	Schematischer Aufbau einer alkalischen Elektrolyse, vgl. [117]	52
Abbildung 4.3:	Stark vereinfachtes Prozessschema einer Kohlevergasungsanlage.	53
Abbildung 4.4:	Einteilung der Wasserstoffreinigungsverfahren	56
Abbildung 4.5:	Schematischer Prozessverlauf einer Druckwechseladsorption	59
Abbildung 4.6:	Anlagenschema einer Druckwechseladsorption [136]	60
Abbildung 4.7:	Spezifische Kosten von DWA- und Membran-Verfahren	62

Abbildung 4.8:	Saisonales Windprofil in Deutschland; Daten aus [144]	63
Abbildung 4.9:	Füllstand eines saisonalen Wasserstoffspeichers	64
Abbildung 4.10:	Untertagespeicher in Deutschland [149]	66
Abbildung 4.11:	Links: Schematischer Solvorgang eines Salzkavernenspeichers [157] Rechts: Abbildung einer Salzkaverne zur Erdgasspeicherung [158]	68
Abbildung 4.12:	Kosten für die Planung und den Bau von Kavernenspeichern [161]	69
Abbildung 4.13:	Geplante Anlandungspunkte für Offshore-Windstrom und Salzstöcke in Norddeutschland. Karte von [163]; Maßstab 1:500.000	70
Abbildung 4.14:	Bedingungen für unterkritisches Risswachstum eines Cr-Mo-legierten Behälterstahls in Gegenwart von Wasserstoff [47]	77
Abbildung 4.15:	Spannungsintensitätsfaktoren für axiale Risse in Zylindern [79]	81
Abbildung 4.16:	Verlauf bereits existierender Wasserstoffpipelines in Deutschland	90
Abbildung 4.17:	Verlegekosten für Wasserstoffrohrleitungen bei mittlerem Druck [235].	93
Abbildung 4.18:	Wandstärke abhängig von Druck [bar] und Durchmesser [mm]	94
Abbildung 4.19:	Kreisringfläche abhängig von Innendurchmesser und Wandstärke	94
Abbildung 4.20:	Materialmenge abhängig von Druck [bar] und Durchmesser [mm]	95
Abbildung 4.21:	Vorgehen zum Erforschen des Risswachstums in Abhängigkeit von Material und Betriebsbedingungen	100
Abbildung 4.22:	Verdichterprinzipien	102
Abbildung 4.23:	Zweistufiger, wassergekühlter Kreuzkopfverdichter in L-Bauweise mit integriertem Zwischenkühler [248, S. 121]	108
Abbildung 4.24:	Radialverdichterprinzipien [254, S. 240 ff.]	109
Abbildung 4.25:	Konstruktionszeichnung eines Axialverdichters [254]	110
Abbildung 4.26:	Möglichkeiten, Gas aus einem Netz auszuspeisen	112
Abbildung 4.27:	Schema einer Druckreduzierung mit Vorwärmung im Erdgasnetz, vgl. [41]	113
Abbildung 4.28:	Schematische Darstellung der Druckreduzierung über eine Turbine inkl. Vorwärmung, vgl. [44]	114
Abbildung 5.1:	Möglichkeiten der Wasserstoffbereitstellung an einer Tankstelle	119
Abbildung 5.2:	Minimale Transportkosten für Wasserstoff in Abhängigkeit von Massenfluss und Transportentfernung [269]	120
Abbildung 5.3:	Schematischer Aufbau des Wasserstoffinfrastruktursystems	121
Abbildung 5.4:	Reynoldszahl abhängig vom Durchmesser für verschiedene Druckniveaus und Geschwindigkeiten; Daten aus [43]	125
Abbildung 5.5:	Massenfluss abhängig von Durchmesser, Geschwindigkeit und Druck	126
Abbildung 5.6:	Turbulenzgebiete abh. von der Wandrauigkeit	127
Abbildung 5.7:	Druckverlust abhängig von Druck, Durchmesser und Geschwindigkeit	129
Abbildung 5.8:	Anschluss von Tankstellen über ein Distributionsnetz	130

Abbildung 5.9:	Massenfluss in Abhängigkeit von Durchmesser und Druck; Daten aus [43]	131
Abbildung 5.10:	Mittlere, spezifische Investitionskosten eines Distributionsrohrs in Abhängigkeit vom Massenfluss	132
Abbildung 5.11:	Mittlere Kosten eines Distributionsrohrs in Abhängigkeit von Massenfluss und Distanz	132
Abbildung 5.12:	Massenflussspezifische Wasserstoffdistributionskosten	133
Abbildung 5.13:	Spezifische Investitionskosten von Dampfreformern [278] und Elektrolyseuren [279] abhängig von der Kapazität	135
Abbildung 5.14:	Kosten für Wasserstofftransport mit Lkw	139
Abbildung 5.15:	Prozentuale Kostenaufteilung von On-site und zentraler Produktion mit Transmission ohne Distribution und Tankstellen	141
Abbildung 5.16:	Transportkostenvergleich von Rohrsystem (blau), Lkw- Transport (grün) und On-site-Dampfreformierung (gelb)	142
Abbildung 6.1:	Zusammensetzung der Kosten für ein Wasserstoff- Pipelinesystem	145
Abbildung 6.2:	Landkreisspezifischer Wasserstoffbedarf	146
Abbildung 6.3:	Erfasste Tankstellen in Deutschland [288]	146
Abbildung 6.4:	Erforderliche, durchschnittliche Wasserstoffmenge pro existenter Tankstelle für jeden Landkreis	147
Abbildung 6.5:	Landkreise in Deutschland [290]	148
Abbildung 6.6:	Einteilung der Tankstellen nach Gebietszugehörigkeit [288]	149
Abbildung 6.7:	Einteilung der Tankstellen abhängig von ihrer Entfernung zur Autobahn	150
Abbildung 6.8:	Identifizierte Autobahntankstellen [288]	150
Abbildung 6.9:	Standorte der verwendeten Wasserstoffquellen, vgl. [288]	152
Abbildung 6.10:	Trassierung von Erdgashochdrucknetz (links) und Schienennetz (rechts)	153
Abbildung 6.11:	Vergleich der Anschlussreihenfolge der Senken an die Quellen [288].	155
Abbildung 6.12:	Transmissionsnetz mit Quellen (links) und Quellen mit Senken (rechts) [288]	156
Abbildung 6.13:	Längenanteile des Transmissions-Pipelinesystems	157
Abbildung 6.14:	Bandbreite der Verlegekosten für Hochdruckrohre (ohne Material)	159
Abbildung 6.15:	Angenommene Materialkostenverteilung für Wasserstoffrohre	160
Abbildung 6.16:	Rohrleitungskosten, inkl. Material und Kompression	161
Abbildung 6.17:	Methodik der Monte-Carlo-Simulation	162
Abbildung 6.18:	Wahrscheinlichkeitsdichte der Investitionskosten für das Pipelinesystem	165
Abbildung 6.19:	Durchschnittliche Investitionskostenanteile im Pipelinenetz	166
Abbildung 6.20:	Wahrscheinlichkeitsdichte, der auf das Pipelinenetz entfallenden Wasserstoffkosten	167
Abbildung 6.21:	Durchschnittliche Pipelinekostenanteile für ein kg Wasserstoff	168
Abbildung 6.22:	Wasserstoff-Pipelinesystem in Deutschland	168
Abbildung 7.1:	Kostenanteile der Wasserstoffherstellung mit Braunkohlevergasung	174
		201

Abbildung 7.2:	Kostenanteile der Wasserstoffherstellung mit Windstrom-Elektrolyse	175
Abbildung 7.3:	Wasserstoffkosten abhängig vom vergüteten Strompreis und den Volllaststunden	176
Abbildung 7.4:	Kostenanteile einer Wasserstofftankstelle	177
Abbildung 7.5:	Vergleich der Kostenanteile für Wasserstoff mit Kohlevergasung und Windstrom-Elektrolyse	179
Abbildung 7.6:	Vergleich der CO ₂ -Emission pro km Fahrstrecke	180
Abbildung 7.7:	Anteile an den CO ₂ -Emissionen	181
Abbildung 7.8:	Investitionskosten und deren Anteile für eine Wasserstoffinfrastruktur	182
Abbildung 8.1:	Vergleich der berechneten Wasserstoffpipelinekosten mit bearbeiteten Literaturdaten	189

10.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1.1:	Zentrale Aussagen von GermanHy und ihre Bedeutung für diese Arbeit	5
Tabelle 2.1:	Herausforderung an die Mobilitätsentwicklung und Vorteile von Wasserstoff	8
Tabelle 3.1:	Vergleich physikalischer Kenngrößen von Wasserstoff und Methan	14
Tabelle 3.2:	Joule-Thomson-Koeffizient abhängig von Druck und Temperatur	16
Tabelle 3.3:	Einfluss auf die Permeabilität von Metallen gegenüber Wasserstoff	25
Tabelle 3.4:	Permeabilität einiger Metalle gegenüber Wasserstoff	26
Tabelle 3.5:	Permeabilität einiger Polymere gegenüber Wasserstoff	27
Tabelle 3.6:	Bruchzähigkeiten einiger Werkstoffe [82]	31
Tabelle 3.7:	Ursachen für Wasserstoffversprödung	37
Tabelle 3.8:	Mechanismen der Wasserstoffversprödung	40
Tabelle 3.9:	Ermittlung der Rohrreibungszahl bei turbulenter Strömung, vgl. [103; 105, S. 202]	44
Tabelle 4.1:	Prognosen zur installierten Windleistung in Deutschland [GW]	51
Tabelle 4.2:	Spezifikationen von Wasserstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge [126, 127, 128]	55
Tabelle 4.3:	Einteilung von Gasreinigungsverfahren	57
Tabelle 4.4:	Einteilung physikalischer Trennverfahren	57
Tabelle 4.5:	Einteilung chemischer Trennverfahren	58
Tabelle 4.6:	Derzeitig genutzte Wasserstoffreinigungsverfahren	58
Tabelle 4.7:	Typische Adsorbentien einer Druckwechseladsorption	59
Tabelle 4.8:	Produktgaszusammensetzung einer konventionellen Kohlevergasung [141]	61
Tabelle 4.9:	Beispiele für katalytische Wasserstofftrennverfahren, vgl. [53, 142]	61
Tabelle 4.10:	Speicherungsvarianten zum Ausgleich des saisonalen Windstromangebots	65
Tabelle 4.11:	Daten für deutsche Poren- und Kavernenspeicher [149]	67
Tabelle 4.12:	Vergleich von Poren- und Kavernenspeichern	67
Tabelle 4.13:	Exemplarischer Vergleich von drei unterschiedlichen Speichertypen	68
Tabelle 4.14:	Eingesetzte Erdgasverdichtereinheiten mit Antriebsaggregat 1989 [156]	68
Tabelle 4.15:	Vergleich verschiedener Werkstoff- und Rohrleitungsnormen [172]	73
Tabelle 4.16:	Chemische Zusammensetzung und mechanische Kennwerte geschweißter Rohre nach ISO 3183 [Gew.-%] [173]	74
Tabelle 4.17:	Vergleich der Bruchlastspielzahlen korrosionsbeständiger Stähle unter Luft- und Wasserstoffatmosphäre [178]	75
Tabelle 4.18:	Vor- und Nachteile eines quasi-statischen Betriebs	79

Tabelle 4.19:	Vor- und Nachteile eines dynamischen Betriebs	80
Tabelle 4.20:	Kosten verschiedener Basismaterialien	83
Tabelle 4.21:	Auflistung diverser Beschichtungsverfahren	85
Tabelle 4.22:	Durchschnittlicher Zink-Abtrag in Abhängigkeit der Umgebung [215]	86
Tabelle 4.23:	Möglichkeiten eine Pipeline vor Wasserstoffversprödung zu schützen	87
Tabelle 4.24:	Wasserstoffpipelines in Nordamerika	89
Tabelle 4.25:	Beispiele für weltweite Wasserstoffpipeline (ohne Nordamerika)	90
Tabelle 4.26:	Empfehlungen zur Herstellung und zum Betrieb von Wasserstoffpipelines	92
Tabelle 4.27:	Einfluss des Druckniveaus auf die Endkosten (Werte gerundet)	95
Tabelle 4.28:	Vermutete, mittlere Kosten von geeigneten Rohrmaterialien (Werte gerundet)	97
Tabelle 4.29:	Forschungs- und Entwicklungsbedarf in Wasserstoff-Pipelinesystemen	101
Tabelle 4.30:	Vergleich verschiedener Verdrängerverdichtertypen	105
Tabelle 4.31:	Abscheidung während des Verdichtungsprozesses [248, S. 115 ff.]	107
Tabelle 4.32:	Vergleich von axialen und radialen Turboverdichtern	111
Tabelle 5.1:	Vor- und Nachteile eines Hub-to-Point-Systems	123
Tabelle 5.2:	Vor- und Nachteile eines Hub-to-Hub-Systems im Vergleich zu Hub-to-Point	124
Tabelle 5.3:	Dichte und dynamische Viskosität bei 12°C abhängig vom Druck	125
Tabelle 5.4:	Anhaltswerte für Wandrauigkeiten [103, B49; 105, S. 201]	128
Tabelle 5.5:	Vergleich von On-site-Produktion und Lkw-Transport	136
Tabelle 5.6:	Kostenanteile bei der Versorgung von Tankstellen	137
Tabelle 5.7:	Annahmen zu Investitions- und Betriebskosten eines Lkw-Transports	138
Tabelle 5.8:	Kostenvergleich von On-site- und zentraler Produktion	140
Tabelle 6.1:	Standorte für Offshore-Windstrom-Einspeisestellen nach Dena [291]	151
Tabelle 6.2:	Standorte für Braunkohlevergasungsanlagen	152
Tabelle 6.3:	Länge und Kosten des Transmissionsnetzes bei mittleren Verlegekosten	157
Tabelle 6.4:	Länge und Kosten des Distributionsnetzes bei 100 bar	157
Tabelle 6.5:	Länge und Kosten des Distributionsnetzes bei 30 bar	158
Tabelle 6.6:	Verlegekosten für Rohrleitungen (Mitteldruck) mit Nebenkosten [235]	159
Tabelle 6.7:	Wasserstoffrohrleitungskosten mit korrigierten Materialkosten	160
Tabelle 6.8:	Kostenfunktionen der Rohrleitungskosten abhängig vom Durchmesser d	161
Tabelle 6.9:	Variablen der Monte-Carlo-Simulation für die statistische Auswertung	164
Tabelle 7.1:	Wasserstoffherstellungskosten mit Braunkohlevergasung	173
Tabelle 7.2:	Wasserstoffherstellungskosten mit Windstrom-Elektrolyse	175

Tabelle 7.3:	Anteilige Wasserstoffkosten für die Tankstelle	177
Tabelle 7.4:	Vergleich der Endkosten für Wasserstoff bei Kohlevergasung mit CCS und Windstrom-Elektrolyse (ohne Steuern)	178
Tabelle 7.5:	Spezifische CO ₂ -Emissionen von Offshore-Windanlagen	179
Tabelle 7.6:	Szenarien für die spezifische CO ₂ -Emission im deutschen Strom-Mix 2050	180
Tabelle 8.1:	Vergleich verschiedener Wasserstoffversorgungsszenarien in drei Ländern	186
Tabelle 8.2:	Ergebnisse bezüglich der Länge für ein Pipelinesystem in Deutschland	187
Tabelle 8.3:	Literaturdaten zu Wasserstoffpipelinekosten	188
Tabelle 8.4:	Vergleich der berechneten Wasserstofftransportkosten mit Literaturdaten	190
Tabelle 9.1:	Untersuchungsgebiete, die in zukünftigen Arbeiten geklärt werden könnten	197

10.3 Verzeichnis der Akronyme und Formelzeichen

10.3.1 Akronyme

AISI	American Iron and Steel Institute
API	American Petroleum Institute
ASTM	American Society for Testing and Materials
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie
BMVBS	Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
CCS	Carbon Capture and Storage
DIN	Deutsches Institut für Normung
DOE	Department of Energy
DWA	Druckwechseladsorption
EEX	European Energy Exchange
EU	Europäische Union
GIS	Geographisches Informationssystem
HAZ	Heat-affected zone
ISO	International Organization for Standardization
Lkw	Lastkraftwagen
LCA	Life-Cycle-Assessment
LZA	Luftzerlegungsanlage
Pkw	Personenkraftwagen
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NOW	Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
SAE	Society of Automotive Engineers
TNT	Trinitrotoluol
USA	United States of America
WEZ	Wärmeeinflusszone

10.3.2 Chemische Symbole

Ar	Argon
C	Kohlenstoff
CH ₄	Methan
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
Cr	Chrom
Cu	Kupfer
Fe	Eisen
H ₂	Wasserstoff
H ₂ S	Schwefelwasserstoff
H ₂ O	Wasser
Mg	Magnesium
Mo	Molybdän
N ₂	Stickstoff
Nb	Niob
NH ₃	Ammoniak
O ₂	Sauerstoff

P	Phosphor
S	Schwefel
Ti	Titan
V	Vanadium
Zn	Zink

10.3.3 Griechische Formelzeichen

δ	Wandstärke eines Rohrs
ΔG	Freie Enthalpie
ΔK	zyklischer Spannungsintensitätsfaktor
Δp	Druckgefälle
ΔT	Temperaturänderung
∂	partielle Ableitung
dp	Druckgradient
η	Wirkungsgrad bzw. dynamische Viskosität
	Aufheizungsgrad
κ	Isentropenexponent
λ	Rohrreibungskoeffizient
	Liefergrad
μ_{JT}	Joule-Thomson-Koeffizient
ρ	Dichte
σ	Spannung
τ	Schubspannung
Φ	Permeabilität
X	Nutzungsgrad

10.3.4 Lateinische Formelzeichen

a	Risslänge
A	Fläche
k	Wandrauigkeit
k_B	Boltzmann-Konstante
K	Spannungsintensitätsfaktor
c	Konzentration
c_p	isobare Wärmekapazität
d	Materialdicke
	Durchmesser
D	Diffusion
F	Permeation bzw. Kraft
J	Stofffluss
L	Länge
m	Masse
n	Stoffmenge
p	Druck

Q	Wärmemenge
R	allgemeine Gaskonstante bzw. zyklisches Spannungsverhältnis bzw. Radius
Re	Reynoldszahl
S	Sicherheitsfaktor
T	Temperatur
u	Geschwindigkeit
V	Volumen
Z	Realgasfaktor

10.4 Literaturverzeichnis

- [1] EU Coalition Study: A portfolio of power-trains for Europe: a fact-based analysis – The role of Battery Electric Vehicles, Plug-in Hybrids and Fuel Cell Electric Vehicles; bearbeitet von McKinsey & Company Düsseldorf 2010; www.zeroemissionvehicles.eu.
- [2] Daimler AG; <http://www.daimler.com/dccom/0-5-7145-49-1215398-1-0-0-0-0-0-8-0-0-0-0-0-0-0-0-0-0.html>; Abgerufen am 29.07.2011.
- [3] ADAC
http://www1.adac.de/Auto_Motorrad/tanken/zahlen/fakten/entwicklung_der_zahl_der_tankstellen_und_markenverteilung/default.asp?quer=auto_motorrad; Abgerufen am 29.07.2011.
- [4] GermanHy: Studie zur Frage „Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?“, Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung in Abstimmung mit der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW); August 2009.
- [5] Amos, W. A.: Costs of Storing and Transporting Hydrogen; National Renewable Energy Laboratory (1998).
- [6] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit;
http://www.bmu.de/verkehr/herausforderung_verkehr_umwelt/doc/40767.php; Abgerufen am 29.07.2011.
- [7] Verband der Automobilindustrie (VDA): Handeln für den Klimaschutz – CO₂-Reduktion in der Automobilindustrie; August 2009, 2. überarbeitete Auflage.
- [8] Deutsche Bundesregierung: Regierungsprogramm *Elektromobilität*; Mai 2011.
- [9] Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung;
<http://www.bmvbs.de/SharedDocs/DE/Artikel/UI/foerderrichtlinie-fuer-das-nationale-innovationsprogramm-wasserstoff-und-brennstoffzellentechn.html?nn=35602>; Abgerufen am 07.03.2012.
- [10] Projektträger Jülich; <http://www.ptj.de/nip>; Abgerufen am 07.03.2012.
- [11] Umweltbundesamt (Stand: Juli 2009) <http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/theme.do?nodeId=2842>; Abgerufen am 29.07.2011.
- [12] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit;
http://www.bmu.de/verkehr/herausforderung_verkehr_umwelt/doc/print/40764.php; Abgerufen am 29.07.2011.
- [13] IWR – Institut für Regenerative Energiewirtschaft; <http://www.cerina.org/home>; Abgerufen am 21.01.2011.
- [14] Spiegel-Online Wissenschaft;
<http://www.spiegel.de/wissenschaft/natur/0,1518,405921,00.html>; Abgerufen am 17. Oktober 2011.
- [15] Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie des Landes Niedersachsen: Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2010; Hannover 2011.
- [16] Umweltbundesamt (Hrsg.): Daten zur Umwelt - Umweltzustand in Deutschland. URL <http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/theme.do?nodeId=2330>; Abgerufen am 20 Juli 2009.

- [17] RITA Bureau of Transportation Statistics (Hrsg.): Motor Vehicle Fuel Consumption and Travel. http://www.bts.gov/publications/national_transportation_statistics/html/table_04_09.html; Abgerufen am 23.03.2009.
- [18] Honda AG; <http://automobiles.honda.com/fcx-clarity/>; Abgerufen am 12.10.2010.
- [19] Technik & Motor der Frankfurter Allgemeinen Zeitung vom 23. November 2010.
- [20] Hessisches Landesamt für Umwelt und Geologie (Hrsg.): Zusammensetzung der Atmosphäre in Volumenprozent. <http://www.hlug.de/medien/luft/allgemein/luftzusammensetzung.htm>; Abgerufen am 19.04.2010.
- [21] Compressed Gas Association, Inc.: Handbook of Compressed Gases (1999) 4th Edition.
- [22] World Coal Institute: The coal resource – a comprehensive overview of coal. www.worldcoal.org.
- [23] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): *Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung*. Juni 2009.
- [24] Daimler AG; <http://www.daimler.com/dccom/0-5-1189740-49-1194310-1-0-0-1193782-0-0-135-876574-0-0-0-0-0-0-0.html>; Abgerufen am 12.10.2010.
- [25] Toyota AG; http://www.toyota.de/innovation/design/concept_cars/fchv/index.aspx; Abgerufen am 12.10.2010.
- [26] Linde: A Vision becomes reality. Innovative technologies for the hydrogen infrastructure. Begleitendes Prospekt zum Thema Wasserstoffinfrastruktur auf der Weltwasserstoffkonferenz 2010; Essen 2010.
- [27] IEA Energy Technology Essentials: Hydrogen Production & Distribution; April 2007; www.iea.org/Textbase/techno/essentials.htm.
- [28] Standstede, G.: Moderne Elektrolyseverfahren für die Wasserstoff-Technologie. In: Chem.-Ing.-Tech. 61, 1989.
- [29] Cerbe, G.(Ed.): Grundlagen der Gastechnik; 7. Auflage, Carl Hanser Verlag, München – Wien (2008).
- [30] Braun, M.: Wasserelektrolyse – Basis einer künftigen Wasserstoffwirtschaft; Chimia 33, 1979.
- [31] Stucki, S.: „Hydrogen Production by Water Electrolysis“; Europhysics News, 1981.
- [32] The National Academies (Hrsg.): The Hydrogen Economy: Opportunities, Costs, Barriers, and R&D Needs. Washington, DC: NAP, 2004.
- [33] Ramachandran, R. und Menon, R. K.: An Overview of industrial uses of hydrogen; International Journal of hydrogen energy, Vol. 23 (1998), Nr.7.
- [34] Wöhrle, D.: *Wasserstoff als Energieträger – eine Replik*. In: Nachr. Chem. Techn. Lab. 39, 1991.
- [35] Tecson: Entwicklung der Erdölpreise; <http://www.tecson.de/historische-oelpreise.html>; Abgerufen am 08.03.2011.
- [36] ISO/TR 15916:2004 (E): Basic considerations for the safety of hydrogen systems.
- [37] Stadtwerke Coesfeld; <http://www.stadtwerke-coesfeld.de/stwcoecms/images/stories/pdf/arbeitsblatt%20g%20260.pdf>; Abgerufen am 21.02.2011.
- [38] Behrens, D. (Ed.): Wasserstofftechnologie; DECHEMA Deutsche Gesellschaft für Chemisches Apparatewesen, Chemische Technik und Biotechnologie e.V. (1986).

- [39] Larminie, J. and Dicks, A.: Fuel Cell Systems Explained. 2. Aufl., England 2003.
- [40] Hendricks, R.C.; Peller, I.C. und Baron, A.K.: Joule-Thomson Inversion Curves And Related Coefficients For Several Simple Fluids; US National Aeronautics and Space Administration NASA, Lewis Research Center, Jul. 1972.
- [41] Fasold, H.-G. und Wahle, H.-N.: Berechnung und Auslegung von Erdgas-Vorwärmanlagen; gwf Gas-Erdgas, 135, Nr.4 (1994), S.220 – 224.
- [42] Maric, I.: The Joule–Thomson Effect In Natural Gas Flow-Rate Measurements; Flow Measurement and Instrumentation 16 (2005), S.387 – 395.
- [43] National Institute of Standards and Technology; <http://webbook.nist.gov/chemistry/fluid/>; Abgerufen am 01.08.2011.
- [44] Fasold, H.-G. und Wahle, H.-N.: Gasentspannung in Expansionsmaschinen unter Berücksichtigung des Realgasverhaltens; gwf Gas-Erdgas, 136, Nr.6 (1995), S.261 – 269.
- [45] Falbe, J und Regitz, M (Eds.): Römpp Chemie Lexikon (M-Pk); Thieme-Verlag (1991).
- [46] Jakubke, H.-D. und Karcher, R. (Eds.): Lexikon der Chemie in drei Bänden, Perf bis Zy; Spektrum Akademischer Verlag Heidelberg – Berlin (1999).
- [47] Baumgärtner, K. und Kesten M.: Sichere Druckwasserstoff-Logistik – Speicherung und Transport; Chem.-Ing.-Tech. 56, Nr. 5 (1984), S. 370 – 376.
- [48] Barthelmy, H.; Bryselbout, J. and Barbe, C.: Testing methods to select steels for gaseous hydrogen storage and transport vessels; Hydrogen as an Energy Carrier, Proceedings 3rd Int. Seminar, May 1983 in Lyon.
- [49] Zvezdin Yu. I. and Belyakov Yu. I.: Hydrogen permeability of some transition metals and metals of group I of the periodic system; Fiziko-Khimicheskaya Mekhanika Materialov Vol. 3, Nr. 3 (1967), S. 344 – 351.
- [50] Grabke, H. J. and Riecke E.: Absorption and diffusion of hydrogen in steels; Mater. Tehnol. 34, Nr. 6 (2000).
- [51] Kim, K. B., Park, K. and Lee, J. S.: Hydrogen permeation behavior of nickel electroplated AISI 4340 steel; Metals and Materials Vol. 4, Nr. 5 (1998), S. 1013 – 1016.
- [52] Riecke, E. und Grabke, H.: Einfluß der Mikrostruktur von Stählen auf die Wasserstoffabsorption und die wasserstoffinduzierte Rissbildung; Technische Forschung Stahl – Abschlussbericht (1.7.1989 – 31.12.1993), Forschungsvertrag Nr. 7210-KE/122.
- [53] Häussinger, P.; Lohmüller, R. und Watson, A.: "Hydrogen"; Ullmanns Encyclopedia of Industrial Chemistry (2007); Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim.
- [54] Dilthey, U. und Trube, S.: Wasserstoffeffusion aus der Wärmeeinflusszone von Feinkornbaustählen und Ermittlung der Kaltrissempfindlichkeit; Stahl und Eisen 113, Nr. 3 (1993).
- [55] Thompson, A.W. und Bernstein, I.M.: Stress corrosion cracking and hydrogen embrittlement; Metallurgical Treatises (1981) The Metallurgical Society of AIME.
- [56] Charca Mamani, S.: Study of hydrogen permeation and diffusion in steels: predictive model for determination of desorbed hydrogen concentration; Masterarbeit an der University of Puerto Rico (2005).
- [57] Pundt, A. und Kirchheim, R.: Hydrogen in metals: Microstructural aspects; Annu. Rev. Mater. Res. Nr. 36 (2006), S. 555 – 608.
- [58] Barnoush, A.: Hydrogen embrittlement, revisited by in situ electrochemical nanoindentation; Genehmigte Dissertation der Universität des Saarlandes (2007).

- [59] Li, D., Gangloff, R.P. und Scully, J.R.: Hydrogen Trap States in Ultrahigh-Strength Aermet 100 steel; Metallurgical and Materials Transformation A, Vol. 35A (2004), S. 849 – 864.
- [60] ISO 17081: 2004 (E): Method of measurement of hydrogen permeation and determination of hydrogen uptake and transport in metals by an electrochemical technique.
- [61] Chen, C.L., Lee, P.Y., Wu, J.K., Chiou, D.J., Chu, C.Y. und Lin, J.Y.: The use of zinc and tin coatings and chemical additives for preventing hydrogen embrittlement in steel; Corrosion Prevention & Control (1993).
- [62] Cao, J.L., Li, L.T., Wu, J.X., Lu, Y.P. und Gui, Z.L.: Diffusion of Hydrogen in a Steel Substrate Absorbed During Zinc and Zinc-Silica Electroplating; Corrosion (2002) NACE International.
- [63] Morris, B.: Microstructural characteristics and processing parameters affecting hydrogen permeation through polycrystalline materials; Masterarbeit an der McGill University, Montreal, Quebec, Kanada (1998).
- [64] Wipf, H.: Solubility and Diffusion of Hydrogen in Pure Metals and Alloys; Physica Scripta T94 (2001) S. 43 – 51.
- [65] Hirth, J.P.: Effects of Hydrogen on the Properties of Iron and Steel; Metallurgical Transactions A, Vol. 11 (1980).
- [66] Le Claire, A.D.: Permeation of gases through solids; Wohlbier, F.H. (Ed.): Diffusion and defect data, Vol. 34 (1983).
- [67] Brass, A.M., Chanfreau, A. und Chene, J.: Hydrogen Effects on Material Behavior, The Minerals Metals and Materials Society (1990).
- [68] Gonzalez, O.D.: Measurement of hydrogen permeation in α -iron: analysis of the experiments; Transactions of the Metallurgical Society of AIME, Vol. 245, Nr. 4 (1969), S.607 - 612.
- [69] Maienschein, J.L., Musket, R.G., McMurphy F.E. und Brown, D.W.: Reduction of tritium permeation through 304L stainless steel using aluminium ion implantation; Appl. Phys. Lett. Vol. 50, Nr. 14 (1987).
- [70] Altunoglu, A.: Hydrogen permeation through nickel and nickel alloys: surface reactions and trapping. PhD thesis, The Open University (1994).
- [71] Srinivasan, K.N., Selvam, M. und Venkata Krishna Iyer, S.: Hydrogen permeation during zinc-manganese alloy plating; Journal of Applied Electrochemistry, Vol. 23 (1993), S. 358 – 363.
- [72] Scully, J.R., Young, G.A. und Smith S.W.: Hydrogen solubility, diffusion and trapping in high purity aluminum and selected Al-base alloys. Materials Science Forum 331 – 337 (2000), S. 1583 - 1600.
- [73] Izumi, T., Itoh, G., Itho, N. und Sasaki, Y.: Hydrogen permeation behaviour in aluminium alloys; Materials Science Forum 519 – 521 (2006), S. 1265 – 1270.
- [74] Caskey, G.R., Dexter, A.H., Holzworth, M.L., Louthan, M.R. und Derrick, R.G.: Hydrogen Transport in Copper (DP-MS-75-6). Savannah River Laboratory, Aiken SC (1975).
- [75] Massey, L.K. (Ed.): Permeability Properties of Plastics and Elastomers – A Guide to Packing and Barrier Materials 2nd Edition, Norwich (NY): Plastics Design Library (2003).
- [76] Pauly, S.: Permeability and Diffusion Data; Polymer Handbook, 4th Edition, Brandrup, J., Immergut, E.H. und Grulke, E.A. (Eds.), New York: John Wiley and Sons (1999).
- [77] Klopffer, M.-H.: Polymer pipes for distributing mixtures of H₂ and CH₄: Evolution of their transport and mechanical properties after an ageing under an hydrogen environment; Vortrag auf der Weltwasserstoffkonferenz (WHEC 2010) in Essen (2010).

- [78] Sedlacek, G.; Hensen, W.; Bild, J.; Dahl, W. und Langenberg, P.: Verfahren zur Ermittlung der Sicherheit von alten Stahlbrücken unter Verwendung neuester Erkenntnisse der Werkstofftechnik; Bauingenieur 67 (1992), S. 129 – 136.
- [79] Anderson, T.L.: Fracture Mechanics – Fundamentals and Applications 2nd; CRC Press, Inc. (1995).
- [80] Broeckmann Chr.: Werkstoffkunde; Skript zur Veranstaltung Werkstoffkunde I für Maschinenbauer und Wirtschaftsingenieure (2010).
- [81] Liu, A.: Summary of Stress-Intensity Factors; Rockwell International (1996).
- [82] Rösler, J., Harders, H. und Bäker, M.: Mechanisches Verhalten der Werkstoffe 2te Auflage; B.G. Teubner Verlag /GWV Fachwerke GmbH, Wiesbaden (2006).
- [83] SaluTron-Messtechnik: Produktbeschreibung des CrackFinder® X5 (2010).
- [84] Kesten, M.: Druckwasserstoffangriff auf unlegierte und niedriglegierte Stähle im Temperaturbereich unterhalb 200°C.; in Kuron, D.(Ed.): Wasserstoff und Korrosion; Verlag Irene Kuron (1986), S. 125 – 154.
- [85] Somerday, B., San Marchi, C. und Balch, D.: Hydrogen-Assisted Fracture: Materials Testing and Variables Governing Fracture; DOE Hydrogen Pipeline Working Group Workshop, Augusta, GA (2005).
- [86] Wachob, H.F.: The Influence of Microstructure on the Resistance of Low Strength Ferrous Alloys to Gas Phase Hydrogen Degradation; NASA-CR-166334, Failure Analysis Associates, Palo Alto, CA, 1981.
- [87] Cialone, H.J. und Holbrook, J.H.: Effects of Gaseous Hydrogen on Fatigue Crack Growth in Pipeline Steel; Metallurgical Transactions A, Vol. 16 A (1985), S. 115 – 122.
- [88] Rolfe, S.T. und Barsom, J.M.: Fracture and fatigue control in structures, applications of fracture mechanics; Prentice-Hall, Inc. Englewood Cliffs, New Jersey (1977).
- [89] Windgassen, K.-F.: Experiences concerning the transport and storage of pressurized hydrogen in Europe; Annual Meeting Speech, IOMA Broadcaster, 1980.
- [90] Kesten, M. und Windgassen, K.-F.: Hydrogen-assisted fatigue of periodically pressurized steel cylinders; Hydrogen Eff. Met., Proc. Int. Conf., 3rd (1981), S.1017 - 1025.
- [91] Leighty, W.: Running the world on renewables: Hydrogen transmission pipelines and firming geologic storage; International Journal of Energy Research, Vol. 32 (2008), S. 408 – 426.
- [92] DIN 50969-1 (2009): Vermeidung fertigungsbedingter wasserstoffinduzierter Sprödbrüche bei hochfesten Bauteilen aus Stahl – Teil 1: vorbeugende Maßnahmen.
- [93] ISO 9587: 2007 (E): Metallic and other inorganic coatings – Pretreatment of iron or steel to reduce the risk of hydrogen embrittlement.
- [94] Azkarate, I.: Materials and Hydrogen; Risk Assessment and management of strategic energy technologies, Enero 3rd scientific workshop – Brüssel 2010.
- [95] Sofronis, P.; Robertson, I.M. und Johnson, D.D.: Hydrogen Embrittlement – Fundamentals, Modeling, and Experiment; DOE Hydrogen Pipeline Working Group Meeting (2007).
- [96] Birnbaum, H.K.: Hydrogen Related Failure Mechanisms in Metals. Bericht des Department of Metallurgy and Mining Engineering University of Illinois at Urbana-Champaign (1978).
- [97] Isting, Ch.: Wasserstoff – ein Energieträger der Zukunft? Erfahrungen mit einem Wasserstoff-Pipelineverbundnetz; GWF-Gas/Erdgas, Nr. 117 (1976).

- [98] Pressouyre, G.M.: Current solutions to hydrogen problems in steel; Proceedings of the First Intern. Conf. on Current Solutions to Hydrogen Problems in Steel, American Society for Metals (1982).
- [99] ASM Hand Book Volume 6: Welding, Brazing and Soldering; ASM International (1993).
- [100] European Industrial Gases Association (EIGA): Hydrogen Transportation Pipelines; Globally Harmonised Document (2004).
- [101] Wendler-Kalsch, E.: Grundlagen und Mechanismen der H-induzierten Korrosion metallischer Werkstoffe; in Kuron, D.(Ed.): Wasserstoff und Korrosion; Verlag Irene Kuron (1986), S. 8 – 47.
- [102] Keeton, S.C.: Hydrogen embrittlement and the iron titanium hydride energy storage system; Sandia Laboratories Energy Report Sand 74/8218 (1974).
- [103] Beitz, W. und Grote, K.-H.: DUBBEL – Taschenbuch für den Maschinenbau, 19. Auflage (1997).
- [104] Schröder, W.: Fluidmechanik; Aachener Beiträge zur Strömungsmechanik, Band 7 (2004).
- [105] Christen, D. S.: Praxiswissen der chemischen Verfahrenstechnik – Handbuch für Chemiker und Verfahreningenieure; Springer-Verlag, 2. Auflage (2010).
- [106] Lucas, K.: Thermodynamik – Die Grundgesetze der Energie- und Stoffumwandlungen; Springer-Verlag, 4. Auflage (2004).
- [107] Lechner, Ch. und Seume, J. (Eds.): Stationäre Gasturbinen; Springer-Verlag, 2. Auflage (2010).
- [108] EEG / KWK-G. Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber. EEG-Windenergie-Einspeisung Januar-Dezember 2009, 1/4 h-Leistungsprofile, Ist-Werte. http://www.eeg-kwk.net/cps/rde/xchg/eeg_kwk/hs.xml/Archiv_2009.htm; Abgerufen am 04.11.2010.
- [109] Neddermann, B.: Status der Windenergienutzung in Deutschland - Stand 31.12.2009. DEWI GmbH. http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/statistiken/WE%20Deutschland/100127_PM_Dateien/DEWI_Statistik_2009.pdf; Abgerufen am 05.11.2010.
- [110] EEG / KWK-G. Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber, 2009: EEG-Mittelfristprognose: Entwicklungen 2000 bis 2015. http://www.eeg-kwk.net/cps/rde/xbcr/eeg_kwk/2009-05-11_EEG-Mittelfristprognose-bis-2015_mitUeNB-Logos_Fussnote-korr.pdf; Abgerufen am 05.11.2010.
- [111] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“ (dena Netzstudie); 2005. http://www.offshore-wind.de/page/fileadmin/offshore/documents/dena_Netzstudie/dena-Netzstudie_Haupttext.pdf; Abgerufen am 04.11.2010.
- [112] Nitsch, J.: „Leitstudie 2008“ – Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU); 2008.
- [113] Hundt, M.; Barth, M.; Sun, N.; Wissel, S. und Voß, A.: Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio. Studie im Auftrag von E.ON Energie AG, München, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, 2009.

- [114] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)
http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=48&lang=de; Abgerufen am 17.06.2011.
- [115] Molly, J.P.: Status der Windenergienutzung in Deutschland – Stand 31.12.2010. DEWI GmbH 2011.
- [116] Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES): Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land; Kassel, März 2011.
- [117] Stolten, D. und Krieg, D.: Alkaline Electrolysis - Introduction and Overview; Hydrogen and Fuel Cells, Fundamentals, Technologies and Applications, Stolten, D. (ed.); Wiley-VCH, Weinheim 2010.
- [118] Spath, P.; Amos, W.; Chambers, H.; Revay Madden, D.; Smith, D. und Shelton, W.: Technoeconomic analysis of hydrogen production from western coal augmented with CO₂ sequestration and coalbed methane recovery. National Renewable Energy Laboratory, 1999; http://www.anl.gov/PCS/acsfuel/preprint%20archive/Files/44_4_NEW%20ORLEANS_08-99_0879.pdf; Abgerufen am 04.08.2011.
- [119] Abraham, R.: Technologien der Kohlevergasung und ihre Anwendung; Uhde GmbH Dortmund; Vortrag an der RWTH Aachen am 28.06.2007.
- [120] PRENFLOTM – Gasification; Uhde GmbH; http://www.uhde.eu/cgi-bin/byteserver.pl/archive/upload/uhde_brochures_pdf_en_11.00.pdf; Abgerufen am 04.8.2011.
- [121] Stolten, D.: Grundlagen und Technik der Brennstoffzellen; Vorlesungsskript zur Veranstaltung an der RWTH Aachen, 2010.
- [122] Institut für Energie- und Klimaforschung – IEK-3 (Brennstoffzellen); Persönliche Mitteilung von Remzi Can Samsun, Mai 2011.
- [123] Pettinau, A.; Ferrara, F. und Amorino C.: CO₂-free hydrogen production in a coal gasification pilot plant; http://www.co2club.it/agenda/full%20paper/Pettinau_full%20paper.pdf; Abgerufen am 04.08.2011.
- [124] RWE AG; Persönliche Mitteilung, August 2010.
- [125] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (Ed.): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen; Kurzstudie, 2010.
- [126] ISO/TS 14687-2: 2008: Hydrogen fuel - Product specification - Part 2: PEM fuel cell applications for road vehicles.
- [127] Society of Automotive Engineers (Hrsg.): Information report on the development of a hydrogen quality guideline for fuel cells. SAE Surface Vehicle Information Report-J2719 (2008), 1 – 14
- [128] SINTEF Energiforskning AS: DYNAMIS H₂ quality recommendations, 2007.
- [129] Görner K. und Hübner K. (Eds.): Gasreinigung und Luftreinhaltung. Springer-Verlag, Berlin (2002).
- [130] Stieß, M.: Mechanische Verfahrenstechnik – Partikeltechnologie 1, 3. Auflage; Springer-Verlag, Berlin (2009).
- [131] Giessmann, A.: Substrat- und Textilbeschichtung – Praxiswissen für Beschichtungs- und Kaschiertechnologien, 2. Auflage; Springer-Verlag, Berlin (2010).
- [132] Thieme RÖMPP Online: Sedimentation; <http://www.roempp.com/prod/>; Abgerufen am 04.08.2011.

- [133] Thieme RÖMPP Online: Zentrifugation; <http://www.roempp.com/prod/>; Abgerufen am 04.08.2011.
- [134] Recknagel H.; Sprenger, E. und Schramek, E.-R. (Eds.): Taschenbuch für Heizung + Klimatechnik; 70. Auflage; Oldenbourg Industrieverlag, 2001.
- [135] Schön, H.: Handbuch der Reinsten Gase. Springer-Verlag, Berlin (2010).
- [136] Mersmann, A.; Kind, M. und Stichlmair, J.: Thermische Verfahrenstechnik – Grundlagen und Methoden; 2. Auflage; Springer-Verlag, Berlin (2010).
- [137] Melin, Th. und Rautenbach, R.: Membranverfahren – Grundlagen der Modul- und Anlagenauslegung; 3. Auflage; Springer-Verlag, Berlin (2010).
- [138] Stöcker, J.; Whysall, M. und Miller, G.Q.: 30 Years of PSA Technology for Hydrogen Purification. 1998. <http://www.uop.com/objects/30YrsPSATechHydPurif.pdf>; Abgerufen am 04.08.2011.
- [139] Whysall, M. und Ward Picioccio, K.: Selection and Revamp of Hydrogen Purification Process; 1999; <http://www.uop.com/objects/SelRevampHydroPurif.pdf>; Abgerufen am 04.08.2011.
- [140] Linde Adsorption; Persönliche Mitteilung, November 2010.
- [141] U.S. Department of Energy (DOE): Hydrogen Program – Production Case Studies; Current Central Hydrogen Production from Coal without CO₂ Sequestration version 2.1.1.; 2005; http://www.hydrogen.energy.gov/h2a_prod_studies.html; Abgerufen am 04.08.2011.
- [142] Sagoschen, J.: Sauerstoff-freie Gase; Angewandte Chemie, Vol. 72, Nr. 4 (1960), S. 132 - 135.
- [143] U.S. Department of Energy (DOE): Hydrogen Program – High Permeability Ternary Palladium Alloy Membranes with Improved Sulfur and Halide Tolerance; Annual Progress Report; 2009.
- [144] TenneT TSO GmbH; http://www.tennetso.de/pages/tennetso_de/Transparenz/Veroeffentlichungen/Netzkennzahlen/Tatsaechliche_und_prognostizierte_Windenergieeinspeisung/index.htm; Abgerufen am 17.06.2011.
- [145] Amprion GmbH; <http://www.amprion.net/windenergieeinspeisung#>; Abgerufen am 19.07.2011.
- [146] 50Hertz Transmission GmbH; <http://www.50hertz-transmission.net/de/151.htm>; Abgerufen am 19.07.2011.
- [147] EnBW Transportnetze AG; <http://www.enbw-transportnetze.de/kennzahlen/erneuerbare-energien/windeinspeisung/>; Abgerufen am 19.07.2011.
- [148] §3 Gesetz über die Bevorratung mit Erdöl und Erdölerzeugnissen (Erdölbevorrattungsgesetz - ErdölBeVG); <http://www.buzer.de/gesetz/543/a6992.htm>; Abgerufen am 15.03.2012.
- [149] Sedlacek, R.: Untertage-Gasspeicherung in Deutschland; Erdöl, Erdgas, Kohle 125, Nr.11 (2009), S.412 – 426.
- [150] Ernst Huenges, E. et. al.: Strom aus Erdwärme in Deutschland am Beispiel der GFZ-Forschungsbohrung Groß Schönebeck; FVS Themen 2001, ForschungsVerbund Sonnenenergie (jetzt ForschungsVerbund Erneuerbare Energien), 2001, S.36 – 42.
- [151] Allianz Arena München Stadion GmbH; <http://www.allianz-arena.de/de/fakten/allgemeine-informationen/index.php>; Abgerufen am 14.02.2011.
- [152] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW): Energiemarkt Deutschland – Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom- und Fernwärmeerzeugung, 2009.

- [153] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (Ed.): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen; Kurzstudie, 2008.
- [154] Civan, F.: Natural Gas Transportation and Storage; Encyclopedia of Energy, Vol. 4, Elsevier Inc., 2004, S. 273 – 282.
- [155] E.ON Ruhrgas; Persönliche Mitteilung von Herwig Mlaker, 28.01.2011.
- [156] Fasold, H.-G. et al.: Erdgastransport, -speicherung und -verteilung; Ikarus, Teilprojekt 4 "Umwandlungssektor", Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, 1995.
- [157] Graf, H.-G.: Erdgas, Transport und Verteilung; Ullmanns Encyklopädie Of Technical Chemistry, 4. Auflage (1975), S.605 – 617.
- [158] Crotogino, F. und Hamelmann, R.: Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen zur Glättung des Windstromangebots; KBB Underground Technologies GmbH und Kompetenzzentrum für Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie, Fachhochschule Lübeck. http://www.ipp.mpg.de/ippcms/ep/ausgaben/ep200802/bilder/wasserstoff_speicher.pdf; Abgerufen am 04.08.2011.
- [159] Fasold, H.-G.: Transport, Speicherung und Verteilung von Erdgas heute – von Wasserstoff morgen; Erdöl, Erdgas, Kohle, 104. Jahrgang, Heft 4, April 1988, S.165 – 171.
- [160] Sauer, E. und Zeise, R.: Energietransport, -speicherung und -verteilung, Technischer Verlag Resch, Verlag TÜV Rheinland, 1983, S. 216.
- [161] Haubrich, H.-J. et al.: Verbesserte Integration großer Windstrommengen durch Zwischenspeicherung mittels CAES. Wissenschaftliche Studie gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2007, Berlin.
- [162] Nowi, A.; Jakiel, C.; Moser, P. und Zunft, S.: Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke zur netzverträglichen Windstromintegration. VDI-GET Fachtagung „Fortschrittliche Energiewandlung und -anwendung. Strom- und Wärmeerzeugung“. Kommunale und industrielle Energieanwendungen, Leverkusen, 09. – 10. Mai 2006.
- [163] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe; http://public.geoshop-hannover.de/bgr/Geologie/Salzkarte/Vorschau/BGR_Salzkarte_Vorschau.png; Abgerufen am 04.08.2011.
- [164] E.ON Gas Storage GmbH: Erdgas Speichern, Zukunft sichern; Broschüre, Jan. 2010.
- [165] Babu, S.S., Muruganath, M., Feng, Z. und Santella M.L.: Hydrogen Permeability and Integrity of Hydrogen Transfer Pipelines; Materials Joining Group, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee (2004).
- [166] Swisher, J.H.: Hydrogen Compatibility of structural materials for energy-related applications; Exploratory Materials Division Sandia Laboratories, Livermore, California (1976).
- [167] Salzgitter-Mannesmann-Linepipe; Persönliche Mitteilung von Holger Bauer, 26.05.2011.
- [168] Somerday, B.P. und San Marchi, C.: Effects of Hydrogen Gas on Steel Vessels and Pipelines; Materials for the Hydrogen Economy; Jones, R.H. und Thomas, G.J. (Eds.), Taylor & Francis Group, LLC (2008).
- [169] Thompson, A.W. und Phelps, E.H.: Materials for hydrogen service; Hydrogen: Its Technology and Implications, Vol. II, Cox, E.H. und Williamson, K.D. (Eds.) CRC Press, Cleveland OH (1977), S. 85 – 124.
- [170] Thompson, A.W. und Bernstein, I.M.: Selection of structural materials for hydrogen pipelines and storage vessels; International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 2 (1977), S. 299 – 307.

- [171] Bruce, B., Ramirez, J. und Johnson, M.: Welding of High Strength pipelines; Proceedings of IPC 2004; International Pipeline Conference, Calgary, Alberta, Canada (2004).
- [172] Stahlrohr GmbH – Gesellschaft für Stahl- und Rohrhandel; http://www.stahlrohr.eu/pdf/Normenvergleich_D.pdf; Abgerufen am 26.01.2011.
- [173] ISO 3183: 2007 (E): Petroleum und natural gas industries – Steel pipe for pipeline transportation systems.
- [174] LeRoy, H. R.: Hydrogen Pipeline Experience; DOE Hydrogen Pipeline Working Group Workshop, Augusta, GA (2005).
- [175] McColskey, D., Siewert, T., Ricker, R. und Lassiegné A.: Results... NIST Workshop on Materials Test Procedures for Hydrogen Pipelines; Codes ASME/SRNL Materials and Components for Hydrogen Infrastructure and Standards Workshop, Aiken, SC (2007).
- [176] Zawierucha, R., Xu, K. und Koepfel, G.: Hydrogen Pipeline Discussion; DOE Hydrogen Pipeline Working Group Workshop, Augusta, GA (2005).
- [177] Roessler, R. und Zittel, W.: Wasserstoff als Energieträger: Wasserstoffherzeugung, Wasserstoffeinsatz im Kraftwerkssektor, Wasserstoffspeicherung, -transport und -verteilung, Wasserstoff-Verflüssiger, H₂/O₂-Dampferzeuger; IKARUS-Bericht, Teilgebiet 4 „Umwandlungssektor“, Forschungszentrum Jülich GmbH (1994).
- [178] Balitskii, A.I.; Vityvitskyi, V.I. und Ivaskevich L.M.: The Low-Cycle Fatigue Of Corrosion-Resistant Steels In High Pressure Hydrogen; Procedia Engineering 2 (2010), S.2367 – 2371.
- [179] Technische Regel für Rohrfernleitungen nach § 9 Abs. 5 der Rohrfernleitungsverordnung (2010).
- [180] AD 2000-Merkblatt S2 (2004): Berechnung auf Wechselbeanspruchung, Carl Heymanns Verlag KG.
- [181] DIN EN 10208-2: Stahlrohre für Rohrleitungen für brennbare Medien – Technische Lieferbedingungen – Teil 2: Rohre der Anforderungsklasse B (2009).
- [182] Kaske, G. und Plenard, F.J.: High-Purity Hydrogen Distribution Network for Industrial use in Western Europe; International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 10 (1985) Nr. 7/8, S. 479 – 482.
- [183] Somerday, B.: Hydrogen Embrittlement of Structural Steels; Präsentation zum Projektstand, Sandia National Laboratories (2010), Project ID # PD025.
- [184] Air Liquide; Persönliche Mitteilung von Reiner Niethammer, 01.06.2010.
- [185] Kußmaul, K. und Deimel, P.: Materialverhalten in H₂-Hochdrucksystemen; VDI Berichte, Nr. 1201 (1995).
- [186] Robinson, E.L.: Hydrogen Compatibility of Structural Materials for Energy Storage and Transmission Applications; Semiannual Report, Sand 76-8255 (1976).
- [187] Wachob, H.F. und Nelson, H.G.: Hydrogen Effects in Metals; TMS-AIME, Bernstein, I.M und Thompson, A.W. (Eds.), New York, NY (1981).
- [188] Wachob, H.F.: Report No. FAA-81-5-2 (Final Report under NASA Contract NAS 2-9901), Failure Analysis Associates, Palo Alto, CA (1981).
- [189] Sofronis, P., Robertson, I.M. und Johnson, D.D.: Hydrogen Embrittlement of Pipeline Steels: Causes and Remediation; DOE Hydrogen Pipeline Working Group Workshop, Augusta, GA (2005).

- [190] Landgrebe, R., Kloos, K.H. und Speckhardt, H.: Untersuchung zur wasserstoffinduzierten Rissbildung bei hochfesten Schrauben aus Vergütungsstählen infolge galvanischer Verzinkung. Oberfläche – Surface, Vol. 28, Nr. 8 (1987), S. 18 – 25.
- [191] Corneliussen, R.D.: Properties of Highdensity Polyethylen (HDPE) <http://www.maropolymeronline.com/Properties/HDPE%20Prop.asp>; Abgerufen am 27.01.2011.
- [192] Pro-plast Kunststoff GmbH; <http://www.pro-plast.com/de/startseite/>; Abgerufen am 27.01.2011.
- [193] Gerhard Rode Rohrleistungsbau GmbH & Co. KG; Persönliche Mitteilung von Siegfried Kemper am 13.01.2011.
- [194] University of Bolton (UK): Mechanical properties of metals; http://www.ami.ac.uk/courses/topics/0123_mpm/index.html; Abgerufen am 27.01.2011.
- [195] Taheri, M., Albrecht, J., Bernstein, I.M. und Thompson, A.W.: Strain-rate effects of hydrogen embrittlement of 7075 aluminum; Scripta Metallurgica, Vol. 13 (1979), Nr. 9, S.871 - 875.
- [196] Finanzen.net GmbH; <http://www.finanzen.net/rohstoffe/aluminiumpreis/euro>; Abgerufen am 27.01.2011.
- [197] Stahlbroker – LAXACON GmbH; <http://stahlbroker.de/2010/05/entwicklung-des-stahlpreises-seit-2006-aktuelle-darstellung-stahlpreisentwicklung-2010/>; Abgerufen am 31.01.2011.
- [198] El hajjami, A., Gigandet, M.P., De Petris-Wery, M., Catonne, J.C., Duprat, J.J., Thiery, L., Raulin, F., Starck, B. und Remy, P.: Hydrogen permeation inhibition by zinc-nickel alloy plating on steel XC68; Applied Surface Science, Vol. 255 (2008), S.1654 – 1660.
- [199] DIN EN ISO 1461: Durch Feuerverzinken auf Stahl aufgebrachte Zinküberzüge (Stückverzinken) – Anforderungen und Prüfungen (ISO 1461: 2009); Deutsche Fassung EN ISO 1461:2009.
- [200] ThyssenKrupp AG; Persönliche Mitteilung von Thomas Nießen, 25.02.2011.
- [201] Tillmann, W. und Vogli, E.: Auswahl von Oberflächenbehandlungsverfahren; Moderne Beschichtungsverfahren, Bach, F.-W., Möhwald, K., Laarmann, A. und Wenz, T. (Eds.), Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, 2004.
- [202] Nicolaus, M. und Schäpers, M.: Grundlagen der Dünnschichttechnologie; Moderne Beschichtungsverfahren, Bach, F.-W., Möhwald, K., Laarmann, A. und Wenz, T. (Eds.), Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, 2004.
- [203] Lugscheider, E., Bobzin, K., Maes, M. und Erdle, A.: Innovationen in der PVD-Technologie für Hochleistungsanwendungen; Moderne Beschichtungsverfahren, Bach, F.-W., Möhwald, K., Laarmann, A. und Wenz, T. (Eds.), Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, 2004.
- [204] Szabo, A.: Entwicklung und Stand der thermischen CVD-Hartstoffbeschichtung; Moderne Beschichtungsverfahren, Bach, F.-W., Möhwald, K., Laarmann, A. und Wenz, T. (Eds.), Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, 2004.
- [205] Olberding, W.: Einführung in die galvanotechnischen Beschichtungsverfahren; Moderne Beschichtungsverfahren, Bach, F.-W., Möhwald, K., Laarmann, A. und Wenz, T. (Eds.), Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, 2004.
- [206] Ballutaud, D., Jomard, F., Vigneron, J., Canava, B., Mer, C. und Bergonzo, P.: Hydrogen Trapping and Stability at the Polycrystalline CVD Diamand Surface and in the subsurfaces layers; Electrochemical Society Proceedings, Volume 25 (2001).

- [207] Sommer, P.: Hydrogen-induced Brittle Fractures in Case-hardened and Electro-galvanized Screws; Heat Treatment of Metals, Vol. 2 (2003), S. 45 – 48.
- [208] Babiak, Z. und Wenz, T.: Grundlagen der thermischen Spritztechnik, Flamm- und Lichtbogenspritzen; Moderne Beschichtungsverfahren, Bach, F.-W., Möhwald, K., Laarmann, A. und Wenz, T. (Eds.), Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, 2004.
- [209] Brandt, O.: Hochgeschwindigkeitsflammspritzen; Moderne Beschichtungsverfahren, Bach, F.-W., Möhwald, K., Laarmann, A. und Wenz, T. (Eds.), Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, 2004.
- [210] Zimmermann, H. und Höhle, H.-M.: Triplex II – Die Entwicklung eines wirtschaftlichen Hochleistungsplasmaspritzsystems für höchste Qualitätsansprüche selbst unter extremen Produktionsbedingungen; Moderne Beschichtungsverfahren, Bach, F.-W., Möhwald, K., Laarmann, A. und Wenz, T. (Eds.), Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, 2004.
- [211] Krömmel, W. und Heinrich, P.: Anlagentechnik, Gasversorgung und mögliche Anwendungen beim Kaltgasspritzen; Moderne Beschichtungsverfahren, Bach, F.-W., Möhwald, K., Laarmann, A. und Wenz, T. (Eds.), Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, 2004.
- [212] Gebert, A. und Bouaifi, B.: Oberflächenschutz durch Auftragsschweißen; Moderne Beschichtungsverfahren, Bach, F.-W., Möhwald, K., Laarmann, A. und Wenz, T. (Eds.), Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, 2004.
- [213] Krappitz, H.: Auftraggelötete Verschleißschuttschichten; Moderne Beschichtungsverfahren, Bach, F.-W., Möhwald, K., Laarmann, A. und Wenz, T. (Eds.), Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, 2004.
- [214] Kursawe, M., Anselmann, R., Hilarius, V. und Pfaff, G.: Beschichtungen über Sol-Gel-Prozesse; Moderne Beschichtungsverfahren, Bach, F.-W., Möhwald, K., Laarmann, A. und Wenz, T. (Eds.), Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, 2004.
- [215] Bleck, W. und Beste, D.: Schmelztauchüberzüge; Moderne Beschichtungsverfahren, Bach, F.-W., Möhwald, K., Laarmann, A. und Wenz, T. (Eds.), Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, 2004.
- [216] Hancock, G.G. und Johnson, H.H.: Hydrogen, oxygen, and subcritical crack growth in a high-strength steel; Transactions of the Metallurgical Society of AIME 236 (1966).
- [217] Baukloh, W. und Zimmermann, G.: Wasserstoffdurchlässigkeit von Stahl beim elektrolytischen Beizen; Arch. Eisenwüttenwes., Band 9 (1936), S. 159 – 165.
- [218] Gillette, J.L. und Kolpa, R.L.: Overview of Interstate Hydrogen Pipeline Systems; Bericht im Auftrag des DOE, Argonne National Laboratory (2007).
- [219] Mohitpour, M., Solanky, H. und Vinjamuri, G.: Materials Selection and Performance Criteria for Hydrogen pipeline Transmission; Proceeding of the 2004 ASME/JSME Pressure Vessel & Piping Conference, San Diego, CA.
- [220] Amos, W.: Costs of Storing and Transporting Hydrogen, NREL/TP-570-25106, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO (2007).
- [221] Oney, F., Veziroglu, T.N. und Dulger, Z.: Evaluation of Pipeline Transportation of Hydrogen and Natural Gas Mixtures; International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 19 (1994), Nr. 10, S. 813 – 822.
- [222] E.ON Ruhrgas AG; Persönliche Mitteilung von Gerald Linke, 28.01.2011.
- [223] Campbell, J.: Questions and Issues on Hydrogen Pipelines – Pipeline Transmission of Hydrogen; DOE Hydrogen Pipeline Working Group Workshop, Augusta, GA (2005).

- [224] Yoho, G.P.: BP and Hydrogen Pipelines; DOE Hydrogen Pipeline Working Group Workshop, Augusta, GA (2005).
- [225] Richter, J.: Composition of hydrogen pipelines and hydrogen storages with their characteristic properties; Staatliche Materialprüfungsanstalt Stuttgart für die Internationale Energieagentur, Task VII (1984).
- [226] Linde AG; Persönliche Mitteilung von Alexander Stubinitzky, 21.01.2011.
- [227] Wessel, A. und Erdmann-Jesnitzer, F.: Wasserstoffversprödung kubisch-flächenzentrierter Werkstoffe; in Kuron, D.(Ed.): Wasserstoff und Korrosion; Verlag Irene Kuron (1986), S. 204 – 238.
- [228] Linde AG: Der sauberste Energieträger, den es je gab: Hydrogen Solutions von Linde Gas (2010).
- [229] KELLY, J.H.: Storage, Transmission and Distribution of Hydrogen. International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 5 (1980), 35 – 54.
- [230] Feng, Z., Anovitz, L.M., Kironko, P., Duncan, A., Adams, T. und Sofronis, P.: Permeation, Diffusion, Solubility Measurements: Results and Issues; DOE Hydrogen Pipeline Working Group Meeting (2007).
- [231] Armstrong, T.: Testing Subgroup Workshop on Critical Property Needs; DOE Hydrogen Pipeline Working Group Meeting (2007).
- [232] Coldren, A.P. und Tither, G.: Metallographic Study of Hydrogen-Induced Cracking in Line Pipe Steels; Journal of Metals, Vol. 28 (1976), Nr. 5, S. 5 – 10.
- [233] Moore, E.M. und Warga, J.J.: Factor Influencing the Hydrogen Cracking Sensitivity of Pipeline Steels, Materials Performance, Vol. 15 (1976), Nr. 6, S. 17.
- [234] Thompson, A.W. und Bernstein, I.M.: The Role of Metallurgical Variables in Stress Corrosion Cracking and Hydrogen Embrittlement; Advances in Corrosion Science and Technology, Fontana, M.G. und Stachle, R.W. (Eds.). Vol. 6 (1978).
- [235] Wöffen, B.: Kosten von Wasserstoffpipelines am Beispiel der EuWak-Wasserstoffpipeline in Bottrop; Erläuterungsbericht der Tuttahs & Meyer Ingenieurgesellschaft mbH, Oktober 2010.
- [236] Gerhard Rode Rohrleistungsbau GmbH & Co. KG; Persönliche Mitteilung von Siegfried Kemper, 28.01.2011.
- [237] ThyssenKrupp Steel; Preisliste Bandstahl/Warmbreitband; Stand: 01.10.2008.
- [238] ThyssenKrupp Nirosta; Persönliche Mitteilung von Olaf Joerges, 24.03.2011.
- [239] ThyssenKrupp Nirosta; Datenblatt zum Nirosta® 4318; Werkstoff-Nr.: 1.4318.
- [240] ThyssenKrupp Nirosta; Datenblatt zum Nirosta® 4439; Werkstoff-Nr.: 1.4439.
- [241] ThyssenKrupp Steel; Preisliste Galvalume; Stand: 01.01.2009.
- [242] Zinkpower GmbH; Persönliche Mitteilung von Klaus Nolte, 2011.
- [243] Kohlhaas, G.: Ermittlung des atomaren Wasserstoffgehaltes von Metallproben über die anelastische Diffusionsnachwirkung; Materialprüfung, Vol. 25 (1983) Nr. 3.
- [244] Hayden, L.E.: Material Testing Priorities for H2 Infrastructure; ASME/SRNL Materials and Components for Hydrogen Infrastructure Codes and Standards Workshop, Aiken, SC (2007).
- [245] Somerday, B.P., Nibur, K.A., San Marchi, C. und Yip, M.: Mechanical Properties of Structural Steels in Hydrogen; DOE Hydrogen Pipeline Working Group Meeting, Aiken, SC (2007).

- [246] Priest, A.H. und Harris, D.: Fatigue crack growth and fracture resistance of steels in high pressure hydrogen; F&E-Programm KEG, Projekt-Nr. EHC-(1)42-12-(1-UK).
- [247] Isting, Ch. und Thier, B.: Erfahrungen beim Wasserstofftransport; Lichtbogen (1975), S. 16 – 20.
- [248] Bohn, T. (Ed.): Verdrängermaschinen – Hubkolbenpumpen und –verdichter, Dreh-Kreisbolbenmaschinen, Schraubenmaschinen; Handbuchreihe ENERGIE; Technischer Verlag Resch, Verlag TÜV Rheinland (1985).
- [249] Vetter, G. (Ed.): Leckfreie Pumpen und Verdichter; Vulkan-Verlag, Essen, 1992.
- [250] Bonhoff, K.: Auslegung und Bau eines thermischen Wasserstoffkompressors auf der Basis von Metallhydriden; genehmigte Dissertation am Institut für Werkstoffe und Verfahren der Energietechnik; Forschungszentrum Jülich (1998).
- [251] Lipp, L.: Development of Highly Efficient Solid State Electrochemical Hydrogen Compressor (EHC); FuelCell Energy, Inc.; Juni 2008; http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review08/pdp_29_lipp.pdf; Abgerufen am 06.07.2011.
- [252] Santarelli, M.; Medina, P. und Cali, M.: Fitting regression model and experimental validation for a high-pressure PEM electrolyzer, International Journal of Hydrogen Energy, 34 (6), 2009, S. 2519 – 2530.
- [253] Eifler, W.; Schlücker, E.; Spicher, U. und Will, G.: Küttner Kolbenmaschinen; Vieweg + Teubner, GWV Verlage GmbH, Wiesbaden 2009.
- [254] Bohl, W.: Strömungsmaschinen 1 – Aufbau und Wirkungsweise; Vogel Fachbuch, Kamprath Reihe; 6. Auflage (1994).
- [255] Mailach, R.: Turbomaschinen und Strahlantriebe. Vorlesungsskript der TU Dresden, 2010.
- [256] Gardiner, M.: Hydrogen Delivery; Vortrag im Rahmen des 2010 Annual Merit Review and Peer Evaluation Meeting; 08.Juni 2010.
- [257] Heshmat, H.: Oil-Free Centrifugal Hydrogen Compression Technology Demonstration; Mo-hawk Innovative Technology, Inc.; Juni 2010.
- [258] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW): 127. Gasstatistik, 2005.
- [259] Fasold, H.-G.; Barthel, G.; Kaske, G. und Schmidt, P.: Transport- und Verteilungsleitungen; Wasserstofftechnologie - Perspektiven für Forschung und Entwicklung, DECHEMA 1986, S.462 – 487.
- [260] Jäschke, J.; Beer, H. und Stark, M.: Erdgas-Entspannungsanlage der Dortmunder Energie- und Wasserversorgung; 3R International, Heft 5, Mai 1998.
- [261] Fish, D. J.: Prevention of freezing in measurement and regulating stations; Proceedings of the international school of hydrocarbon measurement, Vol. 82, 2007, S.764 – 768.
- [262] Gasverbund Mittelland AG; Broschüre zur Erdgasentspannungsanlage Oberbuchsitzen; (www.gvm-ag.ch).
- [263] RMG Regel + Messtechnik GmbH: Entspannungsturbine – Typ MTG; Technische Produktinformation, Februar 2007.
- [264] Haeseldonckx, D. und D’haeseleer, W.: The Use Of The Natural-Gas Pipeline Infrastructure For Hydrogen Transport In A Changing Market Structure; International Journal Of Hydrogen Energy 32 (2007), S.1381 – 1386.

- [265] Johnston, H. L.; Bezman, I. E. und Hood, Ch. B.: Joule-Thomson Effects in Hydrogen At Liquid Air And At Room Temperatures; Journal Of The American Chemical Society, Vol. 68 (1946), S.2367 – 2373.
- [266] Ludwig-Bölkow Systemtechnik: Hydrogen Filling Stations Worldwide; <http://www.h2stations.org/>; Abgerufen am 05.08.2011.
- [267] Fuel Cells 2000; <http://www.fuelcells.org/info/charts/h2fuelingstations.pdf>, 11.2009; Abgerufen am 05.08.2011.
- [268] Linde AG: Wasserstofftankstellen; http://www.linde-gas.de/international/web/lg/de/like35lgde.nsf/docbyalias/wasserstoff_tankstellen 2011; Abgerufen am 05.08.2011.
- [269] Yang, Ch. und Ogden, J.: Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode; International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 32 (2007), S. 268 – 286.
- [270] DWV Deutscher Wasserstoff Verband e.V.: H₂-Roadmap – AP1: „Prinzipielle Anforderungen an die Infrastruktur“; Studie des DWV, Dezember 2003.
- [271] Zheng, J. et al.: An optimized control method for a high utilization ration and fast filling speed in hydrogen refueling stations; International Journal of Hydrogen Energy 35 (2010), S. 3011 – 3017.
- [272] Winter, C.-J.: A plea for hydrogen energy in five key points – trends, foreseeable, plausibilities; GAIA 9, No. 2; 2000. http://www-4.physik.uniaugsburg.de/chemie/forschung/wiss_beitraege/pdf/a_plea_for_hydrogen_energy_in_five_key_points.pdf; Abgerufen am 24.02.2011.
- [273] Kaminholz-wissen: Brennholz Holz Brennwerte/Brennwertvergleich; <http://www.kaminholz-wissen.de/holz-brennwerte.php>; Abgerufen am 16.08.2011.
- [274] Tuttahs & Meyer Ingenieurgesellschaft mbH; Persönliche Mitteilung von Bernhard Wöffen; Oktober 2010.
- [275] Fasold, H.-G. und Wahle, H.-N.: Berücksichtigung des Realgasverhaltens im Zusammenhang mit der Planung und Berechnung von Erdgasversorgungssystemen; gwf Gas-Erdgas, 133, Nr. 6 (1992), S. 265 – 276.
- [276] Fasold, H.-G. und Wahle, H.-N.: Der Einfluß der Luft- und Bodentemperatur auf die Transportkapazität von Erdgasversorgungssystemen; gwf Gas-Erdgas, 136, Nr. 3 (1995), S.113 – 122.
- [277] KWH-Preis; Gaspreisvergleich; <http://www.kwh-preis.de/gas/gaspreise>; Abgerufen am 09.03.2011.
- [278] Ogden, J. M.: Review of small stationary reformers for hydrogen production; A report for the International Energy Agency Agreement on the production and utilization of hydrogen; Task 16 – Hydrogen from carbon-containing materials; 2002.
- [279] Saur, G.: Wind-to-Hydrogen project: electrolyzer capital cost study; Technical report NREL/TP-550-44103; Dezember 2008.
- [280] Schlomann, B. et al.: Energieverbrauch der privaten Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD); Abschlussbericht an das Ministerium für Wirtschaft und Arbeit, Projektnummer 17/02; April 2004.
- [281] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Haushaltsgröße beeinflusst Energiebedarf; Februar 2010. http://bdew.de/bdew.nsf/id/DE_20100225_PM_Haushaltsgroesze_beeinflusst_Energiebedarf?open&Highlight=; Abgerufen am 01.03.2011.

- [282] Reijerkerk, C. J. J.: Hydrogen Filling Stations Commercialisation – Volume 1; Masterarbeit im Bereich International Automotive Engineering; University of Hertfordshire und Fachhochschule Hamburg; September 2001.
- [283] Air Liquide; Persönliche Mitteilung von Reiner Niethammer, 2009.
- [284] Welt-Online: Strompreis fällt – doch Deutschland bleibt teuer; <http://www.welt.de/wirtschaft/article4017322/Strompreis-faellt-doch-Deutschland-bleibt-teuer.html>; Abgerufen am 09.03.2011.
- [285] Verband der Elektrizitätswirtschaft Baden-Württemberg e.V.: Strompreis in Deutschland; Februar 2007.
- [286] European Energy Exchange AG; <http://www.eex.com/de/Marktdaten>; Abgerufen am 09.03.2011.
- [287] Umweltbundesamt; <http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/theme.do?nodeId=2332>; Abgerufen am 19.08.2011.
- [288] Grüger, F.: Nachfrageorientierte Kapazitätsbestimmung einer Wasserstoffinfrastruktur für Deutschland; Diplomarbeit am Lehrstuhl für Brennstoffzellen der RWTH Aachen; Mai 2011.
- [289] GR-Atlas; http://geo.uni.lu/joomla/index.php?option=com_content&task=view&id=1006&Itemid=172; Abgerufen am 19.04.2011.
- [290] Bundesamt für Kartographie und Geodäsie: Deutschlandkarte mit Landkreisen; http://www.geodatenzentrum.de/gdz1/abgabe/d-karten-zip/vg2500_utm32w.zip.
- [291] Deutsche Energie-Agentur (Dena); <http://www.offshore-wind.de/page/index.php?id=4761>; Abgerufen am 20.05.2011.
- [292] Bundesverband Braunkohle: Braunkohle in Deutschland 2010 – Zahlen und Fakten; <http://www.braunkohle.de/pages/layout3sp.php?page=228>; Abgerufen am 13.04.2011.
- [293] ESRI Deutschland GmbH; <http://www.esri-germany.de/>
- [294] Berens, W. und Körling, F.-J.: Das Schätzen von realen Entfernungen bei der Warenverteilungsplanung mit gebietspaarspezifischen Umwegfaktoren; OR-Spektrum, Nr. 5; Springer-Verlag (1983), S. 67 – 75.
- [295] Hug Industrietechnik; <http://www.hug-technik.com/inhalt/ta/metall.htm>; Abgerufen am 15.03.2012.
- [296] Bundesministerium für Justiz: Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (Konzessionsabgabenverordnung – KAV); Stand 01.11.2006.
- [297] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle: Drittlandskohlepreise; <http://www.bafa.de/bafa/de/energie/steinkohle/drittlandskohlepreis/index.html>; Abgerufen am 07.09.2011.
- [298] Bünger, M. und Wietschel, U.: Vergleich von Strom und Wasserstoff als CO₂-freie Endenergieträger; Endbericht Studie im Auftrag der RWE AG, Karlsruhe, Mai 2010.
- [299] European Energy Exchange AG; <http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Emissionsrechte>; Abgerufen am 22.03.2012.
- [300] Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland; Studie von McKinsey & Company, Inc., erstellt im Auftrag von „BDI initiativ – Wirtschaft für Klimaschutz“; Berlin, September 2007.

- [301] CO₂-Steuer.info – Das Informationsportal zur emissionsbasierten Besteuerung von Kraftfahrzeugen; <http://www.co2-steuer.info/informationen/co2-steuer---im-europaischen-ausland-werden-grosse-autos-steuerlich-stark-belastet.php>; Abgerufen am 22.03.2012.
- [302] Spliethoff, H.: Power Generation from Solid Fuels, Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 2010.
- [303] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Vergütungssätze, Degression und Berechnungsbeispiele nach dem neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 04. August 2011 („EEG 2012“).
- [304] Ludwig-Bölkow Systemtechnik (LBST: Technology Fact Sheets – HyWays Phase II; http://www.hyways.de/docs/deliverables/WP1/HyWays_D1.2_fact_sheets_lbst_02may2005.xls; Abgerufen am 07.09.2011.
- [305] Herbert, Th.: Status on the Expansion of Fuel Cell Vehicles and Hydrogen Supply Infrastructure in Germany; Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW); International Hydrogen Energy Development Forum 2012 in Fukuoka; 01. Februar 2012.
- [306] Umweltbundesamt: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix 1990-2009 und erste Schätzung 2010 im Vergleich zu CO₂-Emissionen der Stromerzeugung; <http://www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/co2-strommix.pdf>; Abgerufen am 08.09.2011.
- [307] Jungbluth, N.; Bauer, Ch.; Dones, R. und Frischknecht, R.: Life Cycle Assessment for Emerging Technologies: Case Studies for Photovoltaic and Wind Power; International Journal of Life Cycle Assessment, Vol. 10, S. 24 – 34 (2005).
- [308] Wind Energy – The Facts; <http://www.wind-energy-the-facts.org/en/environment/chapter-1-environmental-benefits/lca-in-wind-energy.html>; Abgerufen am 23.03.2012.
- [309] Weinzettel, J.; Reenaas, M.; Solli, Ch. Und Hertwich, E. G.: Life cycle assessment of a floating offshore wind turbine; Renewable Energy, Vol. 34, S. 742 – 747 (2009).
- [310] Spath, P. L.; Mann, M. K. und Kerr, D. R.: Life Cycle Assessment of Coal-fired Power Production; NREL – Life Cycle Assessment, NREL/TP-570-25119; Juni 1999.
- [311] Röder, A., Bauer, C. and Dones, R. (2004) Kohle. In: Dones, R. (Ed.) et al., Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz. Final report ecoinvent 2000 No. 6-VI, Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH.
- [312] Wulf, C. und Kaltschmitt, M.: Life cycle assessment of hydrogen supply chain with special attention on hydrogen refuelling stations; International Journal of Hydrogen Energy (2012), doi:10.1016/j.ijhydene.2012.03.028.
- [313] Europa – Portal der europäischen Union; http://europa.eu/legislation_summaries/internal_market/single_market_for_goods/motor_vehicles/interactions_industry_policies/l32034_de.htm; Abgerufen am 08.09.2011.
- [314] BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; Energiedaten – Gasnetze in Deutschland; http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten; Abgerufen am 04.05.2012.
- [315] Smit, R., Weeda, M. und de Groot, A.: Hydrogen infrastructure development in the Netherlands; International Journal of Hydrogen Energy 32, S. 1387 – 1395 (2007).
- [316] Johnson, N. und Ogden, J.: A spatially-explicit optimization model for long term hydrogen pipeline planning; International Journal of Hydrogen Energy 37, S. 5421 – 5433 (2012).

- [317] Central Intelligence Agency: The World Factbook – Netherlands; <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/nl.html>, Abgerufen am 17.04.2012.
- [318] Central Intelligence Agency: The World Factbook – Germany; <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/gm.html>, Abgerufen am 17.04.2012.
- [319] City-Data.com; <http://www.city-data.com/>; Abgerufen am 17.04.2012.
- [320] ARD Tagesschau; <http://www.tagesschau.de/inland/cozwei106.html>; Abgerufen am 04.10.2011.
- [321] Mintz, M. et al.: Cost of Some Hydrogen Fuel Infrastructure Options; Transportation Research Board; Argonne National Laboratory Transportation Technology R&D Center, 2002.
- [322] Ball, M.: Integration einer Wasserstoffwirtschaft in ein nationales Energiesystem am Beispiel Deutschlands – Optionen der Bereitstellung von Wasserstoff als Kraftstoff im Straßenverkehr bis zum Jahr 2030; Dissertation am Deutsch-Französischen Institut für Umweltforschung (DFIU) der Universität Karlsruhe (TH), VDI Verlag, 2006.
- [323] Parker, N.: Using Natural Gas Transmission Pipeline Costs to Estimate Hydrogen Pipeline Costs; Institute of Transportation Studies, University of California, 2004.
- [324] American Concrete Pressure Pipe Association: 1997 Pipeline Operations and Maintenance Cost Study; September 1997.
- [325] South Central Texas Regional Water Plan Volume II: Appendix A, Cost Estimation Procedures; September 2010.
- [326] Bundesministerium für Finanzen: AfA-Tabellen; http://www.bundesfinanzministerium.de/nr_96040/DE/Wirtschaft__und__Verwaltung/Steuern/Veroeffentlichungen__zu__Steuerarten/Betriebspruefung/AfA-Tabellen/001__a,templateId=raw,property=publicationFile.pdf; Abgerufen am 07.05.2012.
- [327] AGEB – AG Energiebilanzen e.V.: Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2010 nach Energieträgern; Stand 01.08.2011, <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=1>, Abgerufen am 07.10.2011.
- [328] Groscurth, H.-M.: Wirtschaftlichkeit von Kohlekraftwerken am Beispiel des geplanten Kohlekraftwerks in Mainz; Projektbericht des arrhenius-Instituts für Energie- und Klimapolitik, 2008.

Danksagung

Die vorliegende Dissertation wurde von Januar 2009 bis April 2012 am Institut für Energie- und Klimaforschung (IEK-3 – Brennstoffzellen) des Forschungszentrums Jülich angefertigt.

Bei meinem Institutsleiter und Doktorvater, Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Detlef Stolten, bedanke ich mich ganz herzlich für die exzellente Betreuung und die spannende Thematik. Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Günther Schuh gilt mein besonderer Dank für die Übernahme des Korreferats und die anregenden Diskussionen. Für die schnelle und flexible Übernahme des Prüfungsvorsitzes bedanke ich mich bei Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Thomas Gries.

Meinem Kollegen Thomas Grube danke ich sehr herzlich für die sehr gute, operative Betreuung und die Tatsache, dass ich mit ihm stets Fragen klären und konstruktiv diskutieren konnte. Meinem Abteilungsleiter Dr.-Ing. Michael Weber danke ich für die interessanten Diskussionen.

Im Rahmen der Bearbeitung hatte ich die Möglichkeit, mit mehreren Vertretern von Industrie und Wirtschaft verschiedene Aspekte meines Themas zu erörtern. Bedanken möchte ich mich in diesem Zusammenhang insbesondere bei Herrn Siegfried Kemper von der Gerhard Rode GmbH, Herrn Bernhard Wöffen von der Tuttahs & Meyer Ingenieursgesellschaft mbH, Herrn Dr.-Ing. Thomas Nießen und Herrn Wolfgang Arendt von ThyssenKrupp Steel Europe.

Im Rahmen meiner Promotionszeit konnte ich einen mehrmonatigen Forschungsaufenthalt an der University of Kyushu in Fukuoka wahrnehmen. An dieser Stelle bedanke ich mich noch einmal ganz herzlich bei Herrn Univ.-Prof. Dr. Joichi Sugimura für die Gastfreundschaft und die Betreuung sowie beim DAAD für die finanzielle Unterstützung.

Während meiner Tätigkeit am Institut hatte ich die Gelegenheit, mehrere Studien-, Bachelor- und Diplomarbeiten zu betreuen. Die Ergebnisse sind teilweise in meine Dissertation eingeflossen und ich bedanke mich bei den Studierenden für die gute Kooperation.

Schließlich möchte ich den Kollegen meiner Teerunde danken. Die vielen tiefliegenden Diskussionen und Gespräche haben mir fachlich und persönlich sehr geholfen. Besonders hervorheben möchte ich in diesem Zusammenhang Herrn Sebastian Schiebahn, Herrn Jewgeni Nazarko, Frau Dr.-Ing. Li Zhao, Herrn Dr. Ernst Riensche und Herrn Alexander Otto.

Band / Volume 130

Development of Thin Film Oxygen Transport Membranes on Metallic Supports

Y. Xing (2012), iv, 117 pp.

ISBN: 978-3-89336-765-8

Band / Volume 131

Release of Inorganic Trace Elements from High-Temperature Gasification of Coal

M. Bläsing (2012), XVIII, 145 pp.

ISBN: 978-3-89336-772-6

Band / Volume 132

Rauchgasseitige Korrosion Nickelbasislegierungen für zukünftige 700°C-Dampfkraftwerke

F. Lüttschwager (2012), 145 pp.

ISBN: 978-3-89336-773-3

Band / Volume 133

In-Situ Raman Spectroscopy: A Method to Study and Control the Growth of Microcrystalline Silicon for Thin-Film Solar Cells

S. Muthmann (2012), x, 134 pp.

ISBN: 978-3-89336-774-0

Band / Volume 134

Remote sensing of sun-induced fluorescence for improved modeling of gross primary productivity in a heterogeneous agricultural area

A. Schickling (2012), xvi, 135 pp.

ISBN: 978-3-89336-775-7

Band / Volume 135

Untersuchung der Ladungsträgerkonzentration und -beweglichkeit in mikrokristallinen Siliziumlegierungen mit Hall-Effekt und Thermokraft

C. Sellmer (2012), 159 pp.

ISBN: 978-3-89336-778-8

Band / Volume 136

Development of thin film inorganic membranes for oxygen separation

H. J. Moon (2012), XII, 118 pp.

ISBN: 978-3-89336-781-8

Band / Volume 137

Influence of Material and Testing Parameters on the Lifetime of TBC Systems with MCrAlY and NiPtAl Bondcoats

P. Song (2012), V, 126 pp.

ISBN: 978-3-89336-783-2

Band / Volume 138

Strömungsmechanische Modellierung eines Brenngaserzeugungssystems

F. Scharf (2012), vi, 223 pp.

ISBN: 978-3-89336-784-9

Band / Volume 139

Clouds and aerosol in infrared radiative transfer calculations for the analysis of satellite observations

S. Griebbach (2012), viii, 169 pp.

ISBN: 978-3-89336-785-6

Band / Volume 140

Untersuchung zum Thin Film Low Pressure Plasma Spraying (LPPS-TF) Prozess

A. Hospach (2012), 165 pp.

ISBN: 978-3-89336-787-0

Band / Volume 141

Development of thermal spray processes with liquid feedstocks

A. Guignard (2012), 128 pp.

ISBN: 978-3-89336-788-7

Band / Volume 142

Herstellung uranbasierter Keramiken mittels interner Gelierung zur Konversion trivalenter Actinoiden

H. Daniels (2012), 154 pp.

ISBN: 978-3-89336-794-8

Band / Volume 143

Experimental and numerical studies on solute transport in unsaturated heterogeneous porous media under evaporation conditions

M. Bechtold (2012), xviii, 131 pp.

ISBN: 978-3-89336-795-5

Band / Volume 144

Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff

D. Krieg (2012), 228 pp.

ISBN: 978-3-89336-800-6

Weitere **Schriften des Verlags im Forschungszentrum Jülich** unter
<http://www.zbw1.fz-juelich.de/verlagextern1/index.asp>

Brennstoffzellen und Wasserstoff haben das Potenzial, einen wesentlichen Beitrag zu den Herausforderungen des künftigen, emissionsfreien Straßenverkehrs zu leisten. Damit Wasserstoff als Treibstoff für Pkw verwendet werden kann, muss eine flächendeckende Versorgungsinfrastruktur geschaffen werden. Für große Mengen Wasserstoff eignet sich, ähnlich wie beim Erdgas, am besten der gasförmige Transport in Pipelines. Dieses Buch beschäftigt sich damit, ein technisches Konzept für ein Pipelinesystem zu entwerfen, welches den deutschen Straßenverkehr mit Wasserstoff versorgt. Dazu werden der Aufbau, Länge und Beschaffenheit eines Pipelinesystems sowie dessen monetären und ökologischen Aspekte untersucht.

Autor:

Dennis Krieg studierte an der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen (RWTH Aachen University) Wirtschaftsingenieurwesen mit der Fachrichtung Maschinenbau. Von Januar 2009 bis August 2012 beschäftigte er sich am Institut für Energie- und Klimaforschung – Brennstoffzellen (IEK-3) im Forschungszentrum Jülich mit Infrastrukturkomponenten, die zur Versorgung von Brennstoffzellenfahrzeugen mit Wasserstoff benötigt werden. Der Inhalt dieses Buches wurde von der RWTH Aachen als Dissertation zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktors der Ingenieurwissenschaften angenommen.

Institut:

Die Forschungsaufgaben des Instituts für Energie- und Klimaforschung – Brennstoffzellen (IEK-3) sind auf die Realisierung von Hoch- und Niedertemperaturbrennstoffzellen sowie von entsprechenden Stacks oder Systemen für stationäre und auch mobile Anwendungen ausgerichtet. Ferner umfassen die verfahrens- und systemtechnischen Entwicklungen die Bereitstellung von Apparaten zur Brenngaserzeugung. Diese Arbeiten werden von physikalisch-chemischen Grundlagenuntersuchungen sowie systemanalytischen Studien der Energieverfahrenstechnik begleitet.